

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **ESTADO DEL ARTE EN LA CONSTRUCCIÓN DE POZOS DIRECCIONALES CON LA TECNOLOGÍA ROTARY STEERABLE SYSTEM (RSS).**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por los Brs: Jaimes H., Luis A.,  
Quintero O., Ricardo A.,  
Para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo

CARACAS, Junio 2012

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **ESTADO DEL ARTE EN LA CONSTRUCCIÓN DE POZOS DIRECCIONALES CON LA TECNOLOGÍA ROTARY STEERABLE SYSTEM (RSS).**

Tutor Académico: Prof. Pedro Díaz

Tutor Industrial: Ing. Edinson Carballo

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por los Brs. Jaimes H. Luis A.,  
Quintero O, Ricardo A.,  
Para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo

CARACAS, Junio 2012

## CARTA DE APROBACIÓN DE TESIS

## DEDICATORIA

*En primer lugar a Dios y todos los santos benditos por ser mi fuente divina de inspiración de fortaleza, a mis padres Marlene Hurtado y Luis Jaimes, eterna gratitud ya que con infinito amor supieron guiarme en el camino del estudio para alcanzar una profesión y ser hombre de bien y útil a la sociedad. A ellos dedico este trabajo fruto de su sacrificio y esfuerzos constantes. A mi hermano Darwin Jaimes, testigos de mis triunfos y fracasos, a mi novia Arelys Ramos por estar en las buenas y malas y darme apoyo incondicional en todo momento.*

*Gracias*

*Luis*

## DEDICATORIA

*Primeramente a Dios por iluminarme el camino, por darme fuerza para continuar y perseverar en la vida, a mis padres Sol Angélica Odreman y Luis Alberto Quintero por brindarme todo su amor y cariño que son mi mejor ejemplo de trabajo y dedicación, a mis hermanos Sol, Daniel y Manuel por el apoyo que he recibido y en especial a mi abuela Luisa Castillo donde quiera que esté por su inmenso amor.*

*Ricardo*

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, por darnos la oportunidad de despertar cada día y cumplir todos nuestros sueños. A nuestros padres que nos han enseñado que nada en la vida es imposible, si lo hacemos de corazón.

A la Universidad Central de Venezuela, por la educación y por todos aquellos conocimientos aprendidos; no sólo para nuestra formación como profesional sino también para nuestra formación integral como persona.

A nuestro tutor académico Pedro Díaz, no solo por haber creído en nosotros al darnos la oportunidad de trabajar en la ejecución de este proyecto, sino también por la asesoría, apoyo y cooperación a lo largo de estos meses de elaboración del mismo.

A nuestro tutor industrial el Ingeniero Edinson Carballo, por su confianza, tiempo y por proporcionarnos las herramientas necesarias para la elaboración de este proyecto.

A nuestros profesores que con sus conocimientos y experiencia han enriquecido nuestra formación profesional.

A la ingeniera Karla Briceño, por prestarnos su apoyo y por su invaluable aporte para la culminación de nuestro Trabajo Especial de Grado.

Además a todas aquellas personas que de una u otra manera ayudaron a la realización de este trabajo.

Luis y Ricardo

**Jaimes H., Luis A.  
Quintero O., Ricardo A.**

## **Estado del Arte en la Construcción de Pozos Direccionales con la Tecnología Rotary Steerable Systems**

**Tutor Académico: Prof. Pedro Díaz. Tutor Industrial: Ing. Edinson  
Carballo. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de  
Petróleo. Año 2012, 168 p.**

**Palabras Claves:** Perforación Direccional, Rotación continua, Rotary Steerable System, Análisis de costos, tiempos productivos.

**Resumen.** Los sistemas dirigibles de perforación rotatoria (*Rotary Steerable System*), es una nueva tecnología que tiene la capacidad de perforar direccionalmente mientras toda la sarta de perforación se encuentre en rotación. El trabajo que se presenta a continuación es un manual teórico que se realiza, con el fin de dar a conocer todas las ventajas y desventajas que ofrece la aplicación de este nuevo tipo de tecnología de perforación, y explicar de forma detallada los componentes de esta herramienta, método bajo el cual opera y cuáles son los mejores escenarios donde emplear la misma, dicho manual intenta convertirse un instrumento de nivelación de conocimientos para todos aquellos estudiantes de pregrado y postgrado de la Escuela de Petróleo de la Facultad de Ingeniería de la U.C.V. El trabajo se encuentra dividido en 6 temas los cuales comprende, fundamentos de la perforación direccional, equipos utilizados en la perforación, factores a tomar en consideración para la perforación, sistemas de perforación direccional, componentes y funcionamientos de los sistemas de geo navegación rotatorios y casos de estudios nacionales e internacionales donde se ha aplicado la herramienta. Con la culminación del presente trabajo se determinó que los sistemas de perforación rotatoria direccionales RSS, desempeña de forma efectiva y con una mejor calidad la perforación de pozos direccionales en menor tiempo que los motores convencionales y en menor costos siempre y cuando se realice un estudio previo donde se justifique su asistencia. Las técnicas utilizada para el desarrollo de este trabajo consistió en la recopilación y evaluación de material bibliográfico, guías de la materia, papers, publicaciones impresas y digitales de distintas organizaciones y empresas del mundo petrolero, lo cual permitió el cumplimiento de los objetivos planteados en este Trabajo Especial de Grado.

**TABLA DE CONTENIDO**

TABLA DE CONTENIDO.....	viii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xvi
ÍNDICE DE TABLAS.....	xxii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	3
I.1 Planteamiento del problema.....	3
I.2 Objetivos de la investigación.....	4
I.2.1 Objetivo general.....	4
I.2.2 Objetivos específicos.....	4
I.3 Justificación.....	4
CAPÍTULO II.....	6
MARCO METODOLÓGICO.....	6
II.1 Tipo de investigación.....	6
II.2 Diseño de la investigación.....	6
II.3. Selección de tópicos y esquematización de la investigación por temas.....	7
CAPÍTULO III.....	12
MARCO TEÓRICO.....	12
PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	12
III.1.1 Antecedentes.....	12
III.1.2 Tecnología de pozos horizontales.....	13



III.1.3 Razones que originan la perforación direccional.....	14
III.1.3.1 Localizaciones inaccesibles.....	14
III.1.3.2 Domo de sal.....	15
III.1.3.3. Formaciones con fallas.....	15
III.1.3.4 Múltiple pozo con una misma plataforma.....	16
III.1.3.5 Pozo de alivio.....	16
III.1.3.6 Pozos Multilaterales.....	17
III.1.4 Tipos de pozos direccionales.....	18
III.1.4.1 Según su objetivo operacional.....	18
III.1.4.1.1 Pozos Sidetrack.....	18
III.1.4.1.2. Pozos de Reentrada.....	19
III.1.4.2. Según su Trayectoria y ángulo de Inclinación.....	19
III.1.4.2.1. Tipo J.....	19
III.1.4.2.2 Tipo “S”.....	20
III.1.4.2.3 “S” Especial.....	21
III.1.4.3 Inclinados o de Alto Ángulo.....	21
III.1.5. Pozos Horizontales.....	22
III.1.6 Clasificación de los pozos horizontales.....	24
III.1.6.1. Radio Corto.....	24
III.1.6.2. Radio Medio.....	25
III.1.6.3. Radio Largo.....	26
III.1.7 APLICACIÓN DE LOS POZOS DIRECCIONALES.....	28
III.1.7.1 Multilaterales.....	28

2. SARTA DE PERFORACIÓN.....	30
III.2.1 TUBERÍA DE PERFORACIÓN.....	30
III.2.2. ENSAMBLAJE DE FONDO.....	30
III.2.3. COMPONENTES DEL ENSAMBLAJE DE FONDO.....	31
III.2.3.1. Barra de Perforación (Drill Collar).....	31
III.2.3.2. Tubería pesada.....	31
III.2.3.3. Martillo.....	32
III.2.3.4 Mechas.....	33
III.2.4 HERRAMIENTAS UTILIZADAS PARA DAR DIRECCIÓN.....	33
III.2.4.1 Herramientas deflectoras.....	34
III.2.4.1.1 <i>Bent Sub</i> .....	34
III.2.4.1.2 Mecha de Perforación <i>Jetting</i> .....	34
III.2.4.1.3 Cucharas Recuperables.....	35
III.2.4.1.4 Cucharas Permanentes <i>Whipstock</i> .....	36
III.2.4.2 Herramientas auxiliares.....	36
III.2.4.2.2 Estabilizadores.....	36
III.2.5.TIPOS DE ENSAMBLAJES EN LA PERFORACIÓN ROTATORIA .....	37
III.2.5.1 Ensamblajes para construir ángulos.....	38
III.2.5.2 Ensamblajes de decremento de ángulos.....	38
III.2.5.3. Ensamblajes para mantener Angulos.....	39
III.2.6.HERRAMIENTAS USADAS PARA EL CONTROL DIRECCIONAL.....	40

III.2.6.1 MWD ( <i>Measurement While Drilling</i> ).....	41
III.2.6.2 LWD ( <i>Logging While Drilling</i> ).....	41
III.2.6.3 Monel.....	42
3.FACTORES A CONSIDERAR PARA LA PLANIFICACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES.....	42
III.3.1 TASA DE PENETRACIÓN (ROP).....	42
III.3.2 TORTUOSIDAD.....	43
III.3.3 PUNTO DE INICIO DE CURVATURA (KOP).....	44
III.3.4 GRADO DE CONSTRUCCIÓN.....	44
III.3.5 SECCIÓN DE CONSTRUCCIÓN.....	44
III.3.6 TIEMPOS DE PERFORACIÓN.....	45
III.3.6.1 Tiempos Productivos.....	45
III.3.6.1.2. Productivos Planificados.....	45
III.3.6.1.2. Productivos Adicionales.....	45
III.3.6.2 Tiempos NO Productivos.....	45
III.3.6.2.1 Tiempos por problemas de hoyo.....	46
III.3.6.2.2.Tiempos perdidos por problemas de superficie.....	46
4. SISTEMA DE PERFORACIÓN ROTATORIA DIRECCIONAL.....	47
III.4.1.VENTAJAS DEL SISTEMA DE PERFORACIÓN ROTATORIO.....	48
III.4.2. MOTORES DE FONDO Y DE TURBINAS (MDF).....	50
III.4.3 SELECCIÓN DEL MOTOR.....	53

III.4.4 TÉCNICAS DE PERFORACIÓN.....	55
III.4.4.1. Técnica de deslizamiento.....	55
III.4.4.2 Técnica de rotación.....	56
CAPÍTULO IV.....	58
RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	58
5. SISTEMA GEONAVEGACIÓN ROTATORIA (RSS).....	58
IV.5.1 APLICACIONES DEL RSS.....	60
IV.5.2 BENEFICIOS DEL RSS.....	60
IV.5.3 CARACTERÍSTICAS.....	61
IV.5.4 EVOLUCIÓN DE LA HERRAMIENTA RSS.....	62
IV.5.5.PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA GEONAVEGACIÓN ROTATORIA.....	64
IV.5.6 TRANSMISIÓN DE DATOS DE LOS SISTEMAS RSS.....	66
IV.5.6.1. Sistemas de telemetría de pulso de lodo negativo.....	70
IV.5.6.2 Sistemas de telemetría de pulsos de lodo positivo.....	71
IV.5.7.TECNOLOGÍA UTILIZADA POR LOS SISTEMAS DE ROTACIÓN DIRECCIONAL RSS.....	74
IV.5.7.1. Sistemas <i>Point the Bit</i> .....	74
IV.5.7.2. Sistemas <i>Push the Bit</i> .....	78
IV.5.7.3 Geometría de los RSS con sistemas Point y Push the Bit.....	84
IV.5.7.3.1.Geometría en el sistema Push the Bit.....	85
IV.5.7.3.1 Geometría en el sistema Point the Bit.....	87

IV.5.8 VENTAJAS DEL USO DE LA TECNOLOGÍA RSS.....	88
IV.5.8.1.Ventajas de los sistemas RSS para mitigar las irregularidades del hoyo.....	90
IV.5.9 FACTORES A CONSIDERAR PARA LA SELECCIÓN DE LA HERRAMIENTA TIPO RSS.....	94
IV.5.10 PROVEEDORES DEL SISTEMA DE GEONAVEGACIÓN ROTATORIA RSS.....	95
IV.5.11 ESPECIFICACIONES TÉCNICA DE LA HERRAMIENTA RSS DISPONIBLES.....	96
IV.5.12. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE PERFORACIÓN CON MOTOR DE FONDO Y SISTEMAS DE ROTACIÓN DIRECCIONAL.....	99
IV.5.13 AVANCE TECNOLÓGICOS DE LAS HERRAMIENTAS DE GEONAVEGACIÓN ROTATORIA (RSS).....	101
IV.5.13.1. <i>Push Vs. Point the Bit</i> .....	101
IV.5.13.2 Análisis Estadísticos del uso de las herramientas direccionales tipo RSS.....	103
IV.5.13.3.Análisis económicos de la utilización de los sistemas RSS.....	109
6. CASOS DE ESTUDIOS DEL SISTEMA GEO NAVEGACIÓN ROTATORIO Y AVANCES TECNOLÓGICOS.....	112
IV.6.1.ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LA HERRAMIENTA EN LA CONSTRUCCIÓN DE POZOS EN EL CAMPO BORBURATA.....	112
IV.6.1.1 Ubicación geográfica del campo Borburata.....	112

IV.6.1.2 Problemas operacionales durante la perforación.....	114
IV.6.1.3 Análisis de Resultados.....	115
IV.6.1.4. Conclusión del trabajo.....	119
IV.6.2.APLICACIÓN DEL MOTOR DE FONDO (MDF), COMBINADO CON LA HERRAMIENTA DE ROTACIÓN DIRECCIONAL (RSS), EN EL CAMPO TOMOPORO AL OESTE DE VENEZUELA, CON EL FIN DE OPTIMIZAR LA PERFORACIÓN.....	119
IV.6.2.1. Localización geográfica del campo de estudio.....	119
IV.6.2.2. Problema operacionales en el campo Tomoporo.....	122
IV.6.2.3. Planificación de trabajo.....	124
IV.6.2.4. Análisis de Resultados.....	125
IV.6.2.5. Conclusión del trabajo.....	128
IV.6.3 ESTUDIO DE LA TECNOLOGÍA DEL SISTEMA ROTATIVO DIRECCIONAL (RSS), EN EL CASO DE LAS COLINAS DE CANADÁ, LAS CUALES SON UN DESAFÍO EN AMBIENTES PARA LA PERFORACIÓN.....	129
IV.6.3.1. Problemas Operacionales durante la perforación.....	131
IV.6.3.2. Análisis de Resultados.....	132
IV.6.3.4. Evaluación de desempeño del RSS.....	133
IV.6.3.5. Conclusiones del trabajo.....	135
IV.6.4 USO DE LA HERRAMIENTA ROTATIVA DIRECCIONAL EN EL CAMPO VALHALL, NORUEGA.....	135
IV.6.4.1 Localización e información geológica.....	135

IV.6.4.2 Uso de Perforación Direccional: Motores de fondo Vs RSS.....	137
IV.6.4.3 Causa del uso de la RSS en Valhall.....	138
IV.6.4.4.Rendimiento direccional: Monitoreo del comportamiento direccional.....	139
IV.6.4.5 Conclusiones del trabajo.....	140
CONCLUSIONES.....	141
RECOMENDACIONES.....	143
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	144
NOMENCLATURA.....	150
GLOSARIO.....	153
ANEXOS.....	163

**ÍNDICE DE FIGURAS**

Figura II.1 Esquema Metodológico.....	8
Figura.II.2.Desglose Tema 1: Fundamentos de la Perforación Direccional.....	9
Figura.II.3 Desglose Tema 2: Sarta de Perforación.....	9
Figura.II.4 Desglose Tema 3: Factores a tomar en consideración en la perforación direccional.....	10
Figura.II.5 Desglose Tema 4: Sistemas de Perforación Rotatoria.....	10
Figura.II.6 Desglose Tema 5: Sistemas RSS.....	11
Figura.II.7 Desglose Tema 6: Casos de estudios de los sistemas RSS.....	11
Figura III.1.1 Localizaciones inaccesible.....	14
Figura.III.1.2 Domo de sal.....	15
Figura III.1.3 Formaciones con fallas.....	15
Figura III.1.4 Múltiple pozos con una misma plataforma.....	16
FiguraIII.1.5 Pozos de alivio.....	17
Figura III.1.6 Pozos Multilaterales.....	17
FiguraIII.1.7 Pozos <i>SideTrack</i> .....	18
Figura. III.1.8 Pozo de Reentrada.....	19
Figura III.1.9 Pozo tipo J.....	20



Figura. III.1.10 Pozo tipo S .....	20
Figura III.1.11 Pozo tipo S especial.....	21
Figura.III.1.12 Pozo inclinado.....	22
Figura.III.1.13 Pozo horizontal.....	23
Figura. III.1.14 Pozo radio corto, medio y largo.....	28
Figura. III.1.15 Multilateral.....	29
Figura. III.2.1 Tubería de Perforación.....	30
Figura. III.2.2 Tipos de barras de perforación.....	31
Figura.III.2.3 Tubería de Pesada.....	32
Figura. III.2.4 Martillo.....	32
Figura III.2.5 Mecha de perforación.....	33
Figura .III.2.6 <i>Bent Sub</i> .....	34
Figura III.2.7 Mechas de perforación <i>Jetting</i> . ....	35
Figura III.2.8 Cuchara Recuperable.....	35
Figura III.2.9 Cuchara Permanente.....	36
Figura .III.2.10 Tipos de estabilizadores.....	37
Figura. III.2.11 Arreglo de estabilizadores de construcción de ángulo...	38
Figura III.2.12 Arreglo de estabilizadores para decremento de la inclinación.....	39
Figura. III.2.13 Arreglo de estabilizadores para mantener ángulo.....	40

Figura III.3.1 Pozo tortuoso.....	41
Figura III.3.2 Esquema de Distribución de los Tiempos de Perforación	47
Figura. III.4.1 Motor de desplazamiento positivo.....	50
Figura. III.4.2 Configuración Rotor / Estator.....	51
Figura.III.4.3 Velocidad de lóbulos Rotor/Estator.....	52
Figura. III.4.4 Motor de turbina.....	53
Figura.III.4.5 Eficiencia según la geometría del rotor/estator.....	54
Figura III.4.6 Técnica de deslizamiento.....	56
Figura.III.4.7.Técnica de rotación.....	57
Figura.IV.5.1 Sistema rotativo direccional.....	59
Figura.IV.5.2 Comparación entre la calidad de hoyo perforado por MDF convencional y la herramienta geonavegació rotatoria.....	63
Figura.IV.5.3. Funcionamiento del principio de Moineau.....	65
Figura.IV.5.4 Principales características de las herramientas tipo RSS con camisa no rotativa y con guía de zapata hidráulica..	66
Figura.IV.5.5 Configuración del sistema de telemetría.....	68
Figura.IV.5.6 Esquema de transmisión de datos.....	69
Figura.IV.5.7 Configuración del pulso negativo.....	70
Figura.IV.5.8 Flujo de fluido en pulsos negativos.....	71
Figura.IV.5.9 Configuración para pulsos positivos.....	71
Figura.IV.5.10 Flujo de fluidos en pulsos positivos.....	72

Figura.IV.5.11 Sistema de Telemetría por Pulsos de Lodo.....	72
Figura.IV.5.12 Sistemas <i>Point the Bit</i> .....	74
Figura.IV.5.13 Partes del sistema rotativo direccional modo <i>Point the Bit</i> .....	75
Figura IV.5.14. Unidad de inclinación de los sistemas <i>Point the Bit</i> .....	76
Figura.IV.5.15 Anillos excéntricos rotatorios de la unidad de inclinación <i>Point the Bit</i> .....	77
Figura.IV.5.16 Sistema <i>Push the Bit</i> .....	78
Figura.IV.5.17 Principales características de las herramientas tipos RSS con camisas no rotantes y rotantes.....	79
Figura.IV.5.18 Principales características de la herramienta tipo <i>Push the Bit</i> .....	80
Figura.IV.5.19 Representación esquemática de una herramienta tipo RSS con deflector de fondo y camisa excéntrica.....	81
Figura.IV.5.20. Componentes del sistema <i>Push the Bit</i> .....	82
Figura.IV.5.22 Sistema de control de tres aletas. Desplazamiento de las aletas.....	83
Figura.IV.5.23 Aplicación en dos puntos de contacto, modo <i>Push the Bit</i> .....	85
Figura.IV.5.24 Aplicación en 3 puntos de contacto, modo <i>Push the Bit</i> .....	86

Figura.IV.5.25 Punto de apoyo en el modo Push the Bit.....	86
Figura.IV.5.26 Aplicación en 2 puntos de contacto, modo <i>Point the Bit..</i>	87
Figura.IV.5.27 Punto de apoyo para el modo <i>Point the Bit.....</i>	88
Figura.IV.5.28 Espiralamiento del hoyo en 2D.....	92
Figura.IV.5.29.Comparación de hoyos perforados con sistemas convencionales y con sistemas RSS.....	93
Figura.IV.5.30 Registro de pozos perforados con sistemas RSS y con motores de fondos convencionales.....	94
Figura.IV.5.31. Proveedores del Sistema de Geonavegación RSS.....	95
Figura.IV.5.32. Resumen estadístico porcentual del rango de horas de circulación de corridas de herramientas convencionales en Venezuela, por empresas de servicios.....	105
Figuras.IV.5.33 Resumen estadístico porcentual del rango de horas de circulación de corridas de herramientas Convencionales en Venezuela, en función de los criterio establecidos.....	106
Figura.IV.5.34.Grafica de Tiempos de Perforación vs Costos de Perforación.....	111
Figura.IV.6.1. Localización del campo Borburata.....	112
Figura.IV.6.2. Perfil estratigráfico campo Borburata.....	113
Figura.IV.6.3. Localización del Campo Tomoporo.....	120

Figura.IV.6.4. Sección estratigráfica de Tomoporo.....	121
Figura.IV.6.5. Ensamblaje típico para la perforación direccional de la sección de 12¼ pulgada.....	125
Figura.IV.6.6. Comparación entre pozos direccionales.....	126
Figura.IV.6.7. Localización del campo de Alberta.....	130
Figura.IV.6.8.Estructura estratigráfica de Alberta.....	131
Figura.IV.6.9.Comparación de tiempos de perforación entre la herramienta <i>PowerDrive Vortex</i> de la Schlumberger y un MDF convencional en las colinas de Canadá.....	134
Figura.IV.6.10 Columna estratigráfica del Campo Valhall.....	136
Figura.IV.6.11.Datos de ECD que muestran la diferencia de perforación con un rotativo sistema dirigible y un motor de fondo.....	138

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla.IV.5.1 Compañías identificadas proveedoras de tecnología RSS en el mundo.....	96
Tabla.IV.5.2. Ventajas entre motor de fondo y RSS.....	99
Tabla.IV.5.3. Desventajas entre motor de fondo y RSS.....	100
Tabla.IV.5.4 Comparativa entre el ROP, construcción de la tasa, calidad del hoyo y vibraciones en hoyo de 8 ½ pulgadas en los modos <i>de Push y Point the Bits</i> .....	102
Tabla.IV.5.5 Costos asociados a la perforación direccional en el campo Corocoro.....	111
Tabla.IV.6.1 Comparativa de los pozos con menor tiempo de construcción del hoyo intermedio.....	117

### INTRODUCCIÓN

Una de las fases más importantes para la extracción de crudo es la perforación de los pozos, su éxito es buen indicio para asegurar la producción estimada y la vida productiva para que se garantice la recuperación de la inversión y su rentabilidad. De igual manera éste éxito una vez extrapolado a todo el yacimiento, se traduciría en lograr un índice de recobro aceptable dentro de los planes de explotación y de la viabilidad futura del negocio.

La industria petrolera comenzó en 1859 utilizando un método de perforación a percusión, llamado también a cable, es decir desmenuza las formaciones utilizando una barra de configuración, diámetro y peso adecuado, sobre el cual se enrosca una sección adicional metálica más fuerte para darle más peso, rigidez y estabilidad. Por encima de esta pieza se enrosca un percutor eslabonado para hacer efectivo el momento de impacto de la barra contra la roca. Al tope del percutor va conectado el cable de perforación. Las herramientas se hacen subir una cierta distancia para luego dejarlas caer libremente y violentamente sobre el fondo del hoyo. Esta acción repetitiva desmenuza la roca y profundiza el hoyo.

La perforación rotatoria se utilizó por primera vez en 1901. Este método trajo innovaciones que difieren radicalmente del sistema de perforación a percusión, que estuvo por muchos años en la industria. El nuevo equipo de perforación fue recibido por cierto recelos por las viejas cuadrillas de perforación, pero a la larga se impuso. Hoy en día, a pesar de los adelantos en sus componentes y nuevas técnicas de perforación, el principio básico de su funcionamiento es el mismo.

En la evolución de los equipos, los sistemas rotativos direccionales arribaron a la escena de perforación a fines de la década de 1990 recibiendo una

ovación inmediata. Hasta entonces, los ingenieros se aproximaban a la operación de los sistemas rotativos direccionales utilizando motores en el modo de perforación rotativa todas las veces que fuera posible. Los perforadores detectaron claramente el potencial para que una herramienta de perforación direccional, de rotación continua, pudiera eliminar la perforación por deslizamiento, mejorará la limpieza del pozo, aumentará la velocidad de penetración (ROP, por sus siglas en inglés) y reducirá el riesgo de atascamiento diferencial. Todas estas acciones, forman parte de una amplia gama de beneficios adicionales.

Con el fin de lograr la optimización de la producción del crudo, actualmente se requiere desarrollar mejores sistemas de perforación basándose en la mayor efectividad de la producción, así como de detectar los posibles problemas vinculados a ellos. De este modo, las nuevas tecnologías de perforación se ajustan mejor a la planificación y especificaciones pertinentes para que dichos sistemas de perforación sean utilizados bajo algunos parámetros que satisfagan las necesidades para el desarrollo de futuros pozos en el campo.

La finalidad de este trabajo es dar a conocer la capacidad tecnológica de los sistemas de rotativos dirigibles RSS (*Rotary Steerable System* por su siglas en inglés) para la perforación y construcción de pozos en la industria y su influencia para aumentar la productividad durante esta fase, es decir esta tecnología permitirá que aumenten los tiempos de perforación productivos, que se suprima los improductivos, que el tiempo real sea menor que el estimado comparado con otros sistemas rotatorios y además reducirá los costos asociados.



**CAPÍTULO I****I.1 Planteamiento del problema.**

La introducción de la tecnología rotativa direccional eliminó varias de las desventajas de los métodos de perforación direccional previos. Debido a que un sistema rotativo direccional perfora direccionalmente con rotación continua desde la superficie, no existe la necesidad de deslizar la herramienta, a diferencia de las perforaciones realizadas con motores direccionales. La rotación continua transfiere el peso a la mecha en forma más eficaz, lo que aumenta la velocidad de penetración. Los sistemas rotativos direccionales de avanzada, han sido concebidos para mejorar la circulación de los fluidos y la eliminación de los recortes. A su vez, la eliminación eficaz de los recortes reduce la posibilidad de que el arreglo de fondo de pozo se atasque o se obture.

Debido a la evolución acelerada que ha tenido la perforación direccional al implementar tecnología nuevas en los últimos años, se consigue poco y muy disperso material donde se pueda investigar y documentarse acerca de estas nuevas técnicas, a parte, la información obtenida del tema se encuentra en su mayoría en otros idiomas que no maneja el estudiantado, utilizando un lenguaje técnico que dificulta su comprensión total. Esto representa un problema para los estudiantes o recién graduado en el área de Ingeniería de Petróleo debido a que obstaculiza su aprendizaje para una total y satisfactoria aplicación de la técnica en el campo laboral.

A lo largo de este proyecto de investigación se enfocarán por medio de un Estado del Arte en describir de la mejor manera todo lo relacionado con la aplicación de esta nueva tecnología, centrandose en los principios utilizados

mediantes los cuales opera la técnica, qué componentes utiliza, los beneficios que aporta, cuáles son sus ventajas y desventajas, así como otras interrogantes tales como: ¿Cuándo es conveniente la utilización de la misma?, ¿Cuáles son los resultados obtenidos al aplicar la tecnología dentro y fuera de nuestro país?

## **I.2 Objetivos de la investigación.**

### **I.2.1 Objetivo general.**

Elaboración de un Estado del Arte en la construcción de pozos con herramienta RSS que permita obtener conocimiento sobre la tecnología.

### **I.2.2 Objetivos específicos.**

- ✓ Recopilar información disponible para el principio de la herramienta RSS en la construcción de pozos.
- ✓ Estudiar la literatura y consultar fuentes industriales para identificar las ventajas y desventajas de la herramienta RSS.
- ✓ Explicar los aspectos técnicos, características y naturaleza de esta herramienta.
- ✓ Recopilar información sobre el uso de esta tecnología en Venezuela y casos de estudios donde haya sido exitosa.
- ✓ Realizar un análisis comparativo de esta herramienta con el sistema de perforación rotatoria convencional y motores de fondo.
- ✓ Estudiar el impacto económico que acarrea la utilidad de la herramienta para la construcción de pozos.

## **I.3 Justificación.**

Las empresas petroleras realizan una búsqueda intensiva de este recurso no renovable a través de todo el mundo, tanto en tierra (pozos petroleros)

como en costa afuera (plataformas submarinas o plataformas petroleras *offshore*).

Estas empresas buscan innovar y mejorar sus procesos, para eso se proveen de equipos de robótica de última generación con el objetivo de facilitar la tarea del hombre en la búsqueda de un incremento de sus ganancias, reducción de costos, mejora en la eficiencia del proceso, así como satisfacer la creciente demanda de este recurso. Teniendo en cuenta que ésta tecnología en las operaciones de perforación de pozos cada día es más avanzada, es necesario estar al tanto de estos avances.

El objetivo de este trabajo es estudiar esta nueva tecnología de perforación rotativa direccional (RSS), para la industria petrolera y realizar una descripción detallada del funcionamiento de la herramienta, dando a conocer los beneficios que otorga la aplicación de la misma y los resultados que se pueden obtener al operar con este tipo de tecnología.

**CAPÍTULO II****MARCO METODOLÓGICO.****II.1 Tipo de investigación.**

La investigación realizada es de carácter documental, pedagógico y descriptivo; ya que se recopila información para así determinar con mayor amplitud la eficiencia de esta nueva tecnología utilizada en perforación de pozos direccionales y por tal razón, se dotará de una guía de instrucciones mediante la cual se describirá el funcionamiento básico de esta tecnología.

**II.2 Diseño de la investigación.**

El trabajo de investigación se diseña mediante una metodología fundamentada en la documentación, la misma se divide en cuatro etapas como se muestra a continuación: Las primeras tres fases abarcan el proceso de recopilación, revisión y evaluación del material bibliográfico. Posteriormente se planteó una fase más, donde se desarrolló la investigación documental con la información previamente seleccionada, la cual contiene los resultados de la investigación y la elaboración del cuerpo de Trabajo Especial de Grado (T.E.G).

ETAPA I. Recopilación de la información: esta fase inicial abarcó un proceso de búsqueda y consulta del material bibliográfico que permitió obtener el material documental para el desarrollo del tema de investigación y efectuar con los objetivos planteados.

ETAPA II. Revisión y organización de la información: en esta fase se procedió a estudiar y clasificar todo el material bibliográfico.

ETAPA III. Evaluación de la información: una vez completada el resto de las fases anteriores se integró la información previamente seleccionada y se procedió a redactar el contenido de los capítulos de investigación.

ETAPA IV. Elaboración del cuerpo del Trabajo Especial de Grado: luego de efectuado el manual se procedió a concluir el resto del Trabajo Especial de Grado es decir, se procedió a realizar las conclusiones, recomendaciones y anexos.

### **II.3. Selección de tópicos y esquematización de la investigación por temas.**

Para la elección de tópicos y esquematización de la investigación por temas se procedió a discutir y seleccionar los tópicos adecuados que permitieron un desarrollo del contenido del manual y así cumplir con los objetivos planteados de la investigación.

Para esto se realizó un desglose por temas del manual como se muestran en las figuras.II.1, figuras.II.2, figuras.II.3, figuras.II.4, figuras.II.5, figuras.II.6 y figuras.II.7

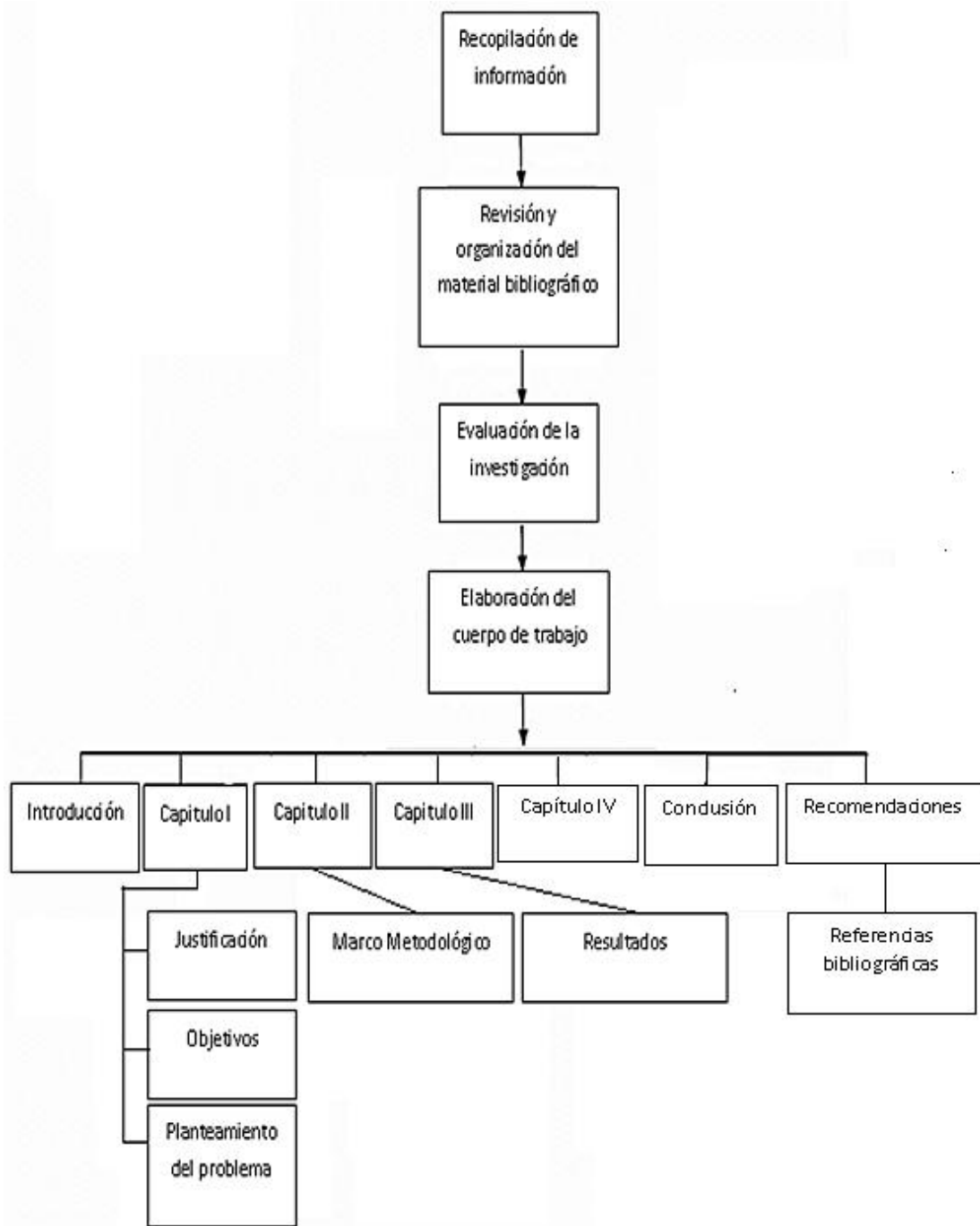


Figura.II.1 Esquema metodológico

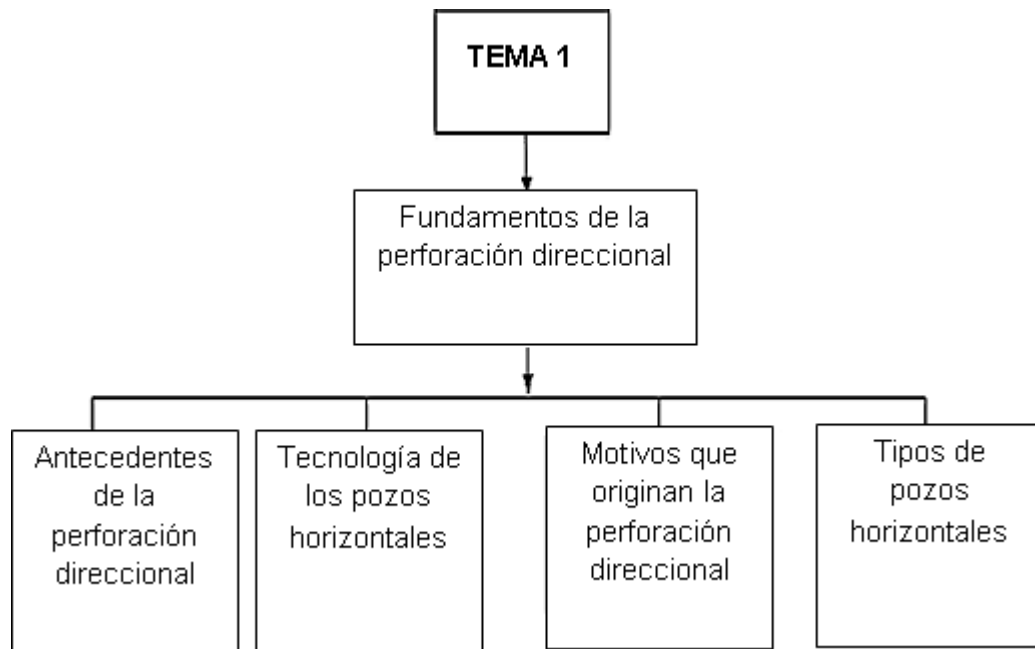


Figura III.2 Desglose TEMA 1: Fundamentos de la Perforación Direccional

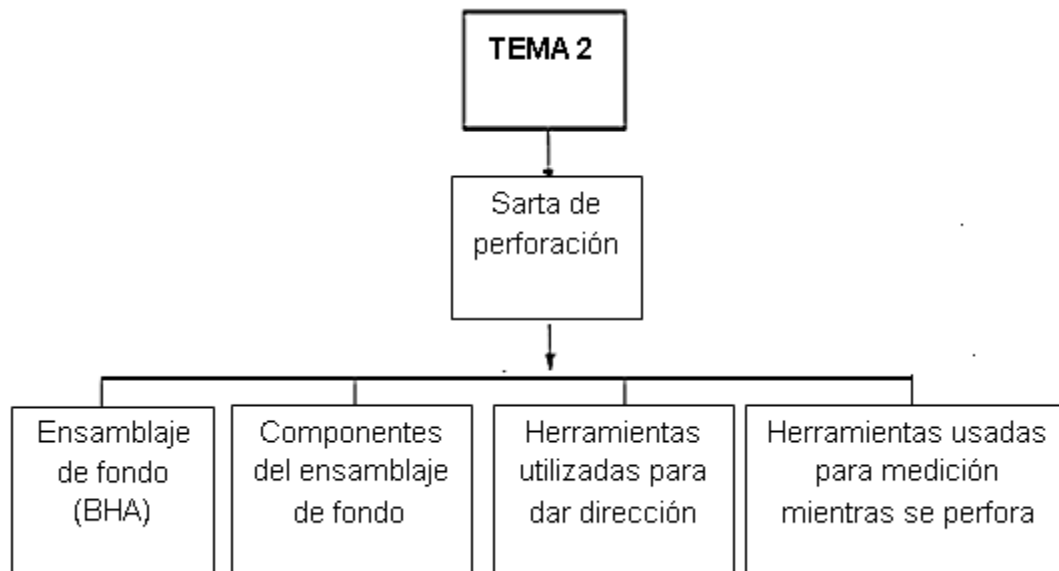


Figura.II.3 Desglose Tema 2: Sarta de Perforación

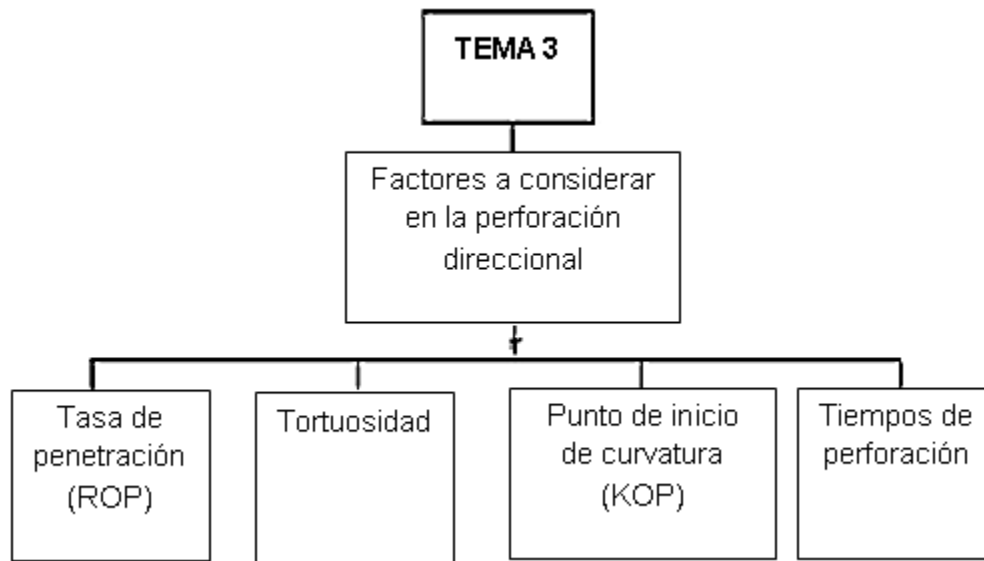


Figura.II.4 Desglose Tema 3: Factores a tomar en consideración en la perforación direccional

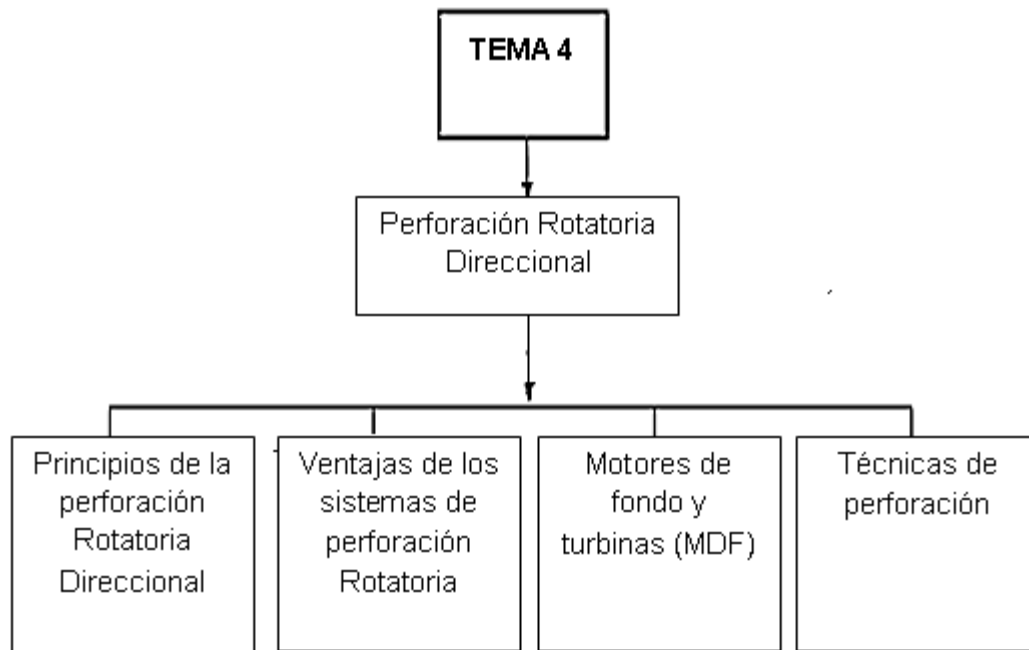


Figura.II.5 Desglose Tema 4: Sistemas de Perforación Rotatoria.



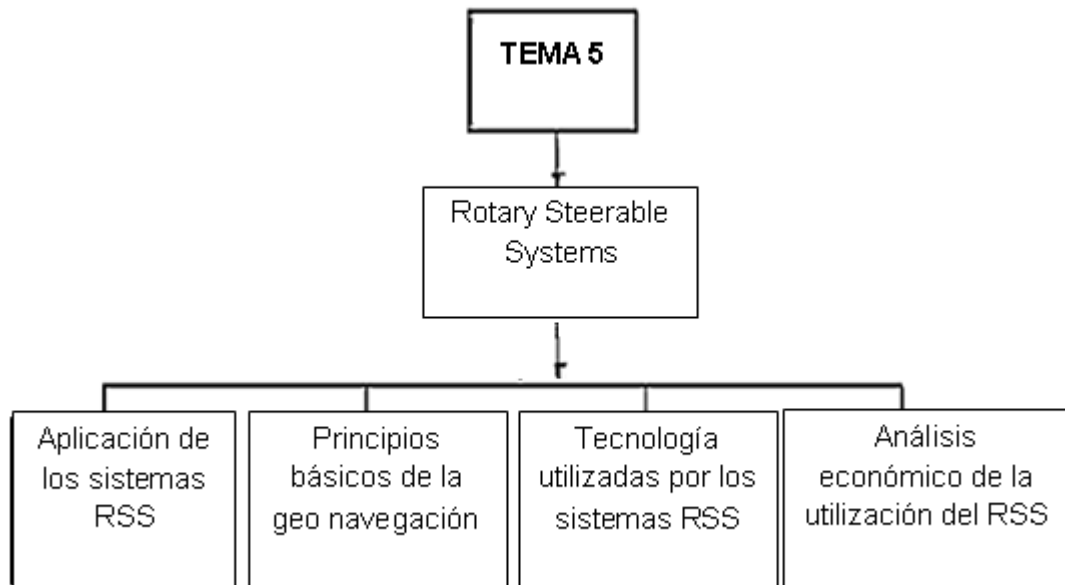


Figura.II.6 Desglose Tema 5: Sistemas RSS

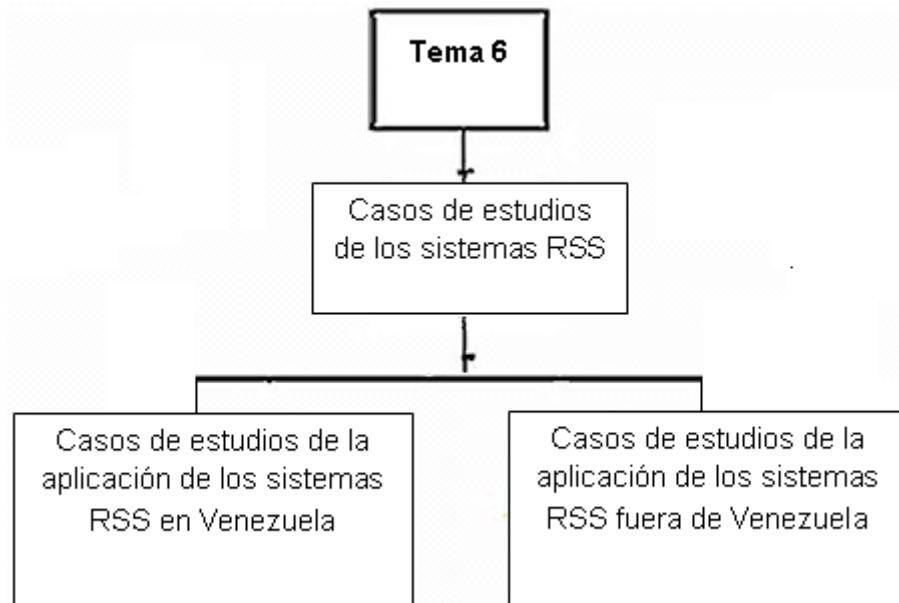


Figura.II.7 Desglose Tema 6: Casos de estudios de los sistemas RSS

**CAPÍTULO III****MARCO TEÓRICO****PERFORACIÓN DIRECCIONAL****III.1.1 ANTECEDENTES.**

La perforación direccional controlada, es la ciencia y el arte de desviar un pozo a lo largo de un curso planeado desde un punto de partida hasta una ubicación de destino, ambos definidos con un sistema de coordenadas dado.

La perforación direccional constituyó el primer paso para el desarrollo de la técnica de la perforación horizontal. La perforación direccional controlada es la técnica que permite la desviación intencional de un pozo desde la dirección vertical siguiendo un determinado programa establecido en términos de la profundidad y ubicación relativa del objetivo. También, espaciamiento entre pozos, facilidades de ubicación de la localización en el punto de superficie, buzamiento y espesor del objetivo a interceptar.

Las operaciones de perforación direccional controlada también se efectúan para franquear un obstáculo como puede ser alguna herramienta atascada en el hoyo. La realización de un desvío en el hoyo principal no resulta de interés en la perforación de pozos de alivio para controlar otro pozo, es decir son perforaciones desarrolladas para pozos de difícil acceso o de alcance extendido que se encuentra almacenado en los yacimientos.

En 1930, el primer pozo desviado controlado fue perforado en Huntington Beach, California, EE.UU., desde un lugar de tierra firme en las arenas petrolíferas. La Perforación direccional controlada más bien había recibido publicidad desfavorable, hasta que fue utilizada en 1934 para matar a un pozo cerca de Conroe, Texas, EE.UU. A partir de aquí, la perforación

direccionales se estableció como una forma de superar los pozos tradicionales y que posteriormente ganó el reconocimiento favorable de empresas y contratistas.<sup>[1]</sup>

La perforación direccional aplica técnicas para acceder a las reservas que de otro modo resultarían inaccesibles, especialmente aquellas perforadas desde pozos marinos, estas primeras perforaciones se hicieron con ángulo levemente mayor a 5° con respecto a la vertical. La primitiva tecnología de perforación direccional implicaba el empleo de dispositivos tales como las cuñas de desviación que provocaban la deflexión de la mecha de perforación, método que ofrecía un control limitado y que con demasiada frecuencia se traducían en pérdida de los objetivos. La introducción del motor de desplazamiento positivo ofrecía capacidad de dirección, y junto con esa capacidad, control direccional, pero el motor carecía de la eficacia a la que aspiraban los perforadores. Con el tiempo, los motores direccionales permitieron la rotación y el deslizamiento de la columna de perforación desde la superficie, lo que mejoró aún más el control direccional.<sup>[1]</sup>

### **III.1.2 TECNOLOGÍA DE POZOS HORIZONTALES<sup>[2]</sup>**

La técnica de perforación horizontal se remonta a los años 50, cuando se realizaron los primeros pozos horizontales en Rusia, y no es hasta 1970 que se obtienen las mejoras en la técnica de perforación direccional, constituyendo actualmente una tecnología de nivel avanzado y confiable.

La perforación horizontal es una derivación directa de la perforación direccional. Con la aplicación de esta técnica se puede perforar un pozo direccionalmente hasta lograr un rango entre 80° y 90° de desviación a la profundidad y dirección del objetivo a alcanzar a partir del cual se iniciará la sección horizontal. Si un pozo horizontal es perforado paralelamente al plano de la arena aumenta el área de contacto entre el pozo y la formación; esto

puede implicar que éste no sea totalmente horizontal. En realidad existen muy pocos pozos horizontales debido a que los yacimientos regularmente presentan buzamiento. En los pozos horizontales se refleja en un incremento de la productividad del pozo con respecto a un pozo vertical.

### III.1.3 RAZONES QUE ORIGINAN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Existen varias razones que hacen que se programen pozos direccionales, estas pueden ser planificadas previamente o por presentarse problemas en las operaciones que ameriten un cambio de programa en la perforación. Las más comunes son las siguientes:

#### III.1.3.1 Localizaciones inaccesibles.<sup>[2]</sup>

Son aquellas áreas a perforar donde se encuentra algún tipo de instalación o edificación (parque, edificio), o donde el terreno por condiciones naturales (lagunas, ríos, montañas) hace difícil su acceso. Estas condiciones hacen necesario localizar el taladro a una distancia alejada y perforar un pozo direccional para alcanzar el objetivo. (Ver figura. III.1.1)

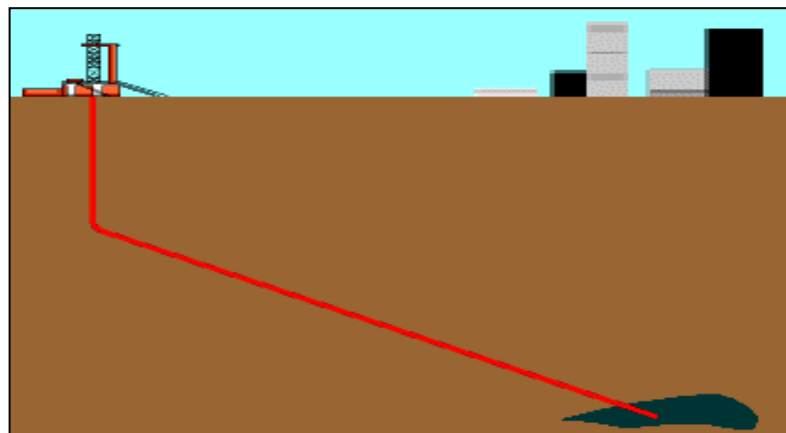


Figura III.1.1 Localizaciones inaccesibles.<sup>[1]</sup>

**III.1.3.2 Domo de sal.** <sup>[2]</sup>

Donde los yacimientos a desarrollar están bajo la fachada de un levantamiento de sal que por razones operacionales no se desee atravesar. Un pozo direccional se utiliza para llegar al yacimiento y evitar los problemas asociados con la perforación a través de la formación de sal. (Ver figura III.1.2)

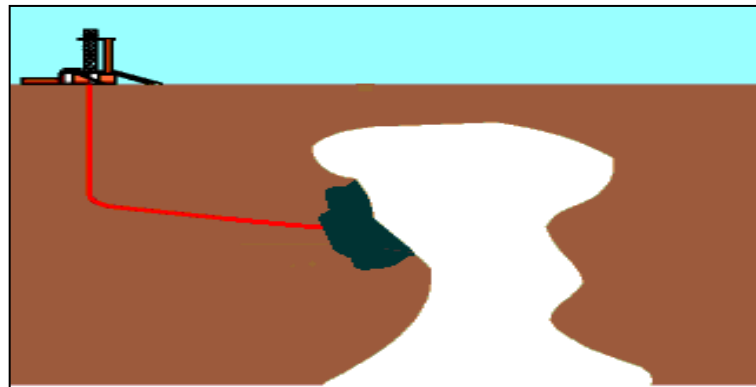


Figura.III.1.2 Domo de sal.<sup>[1]</sup>

**III.1.3.3. Formaciones con fallas.** <sup>[2]</sup>

Donde el yacimiento está dividido por varias fallas que se originan durante la compactación del mismo y no se quiera atravesar estas. (Ver figura III.1.3)

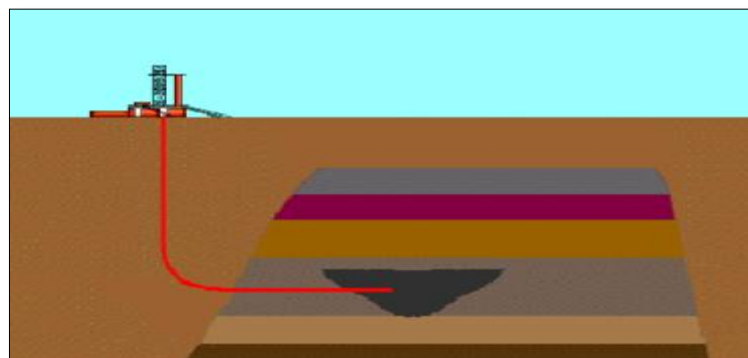


Figura III.1.3 Formaciones con fallas. <sup>[1]</sup>

### III.1.3.4 Múltiple pozo con una misma plataforma.<sup>[2]</sup>

Desde una misma plataforma se pueden perforar varios pozos, lo que permite la exploración de lugares estructurales sin perforar otro pozo completo adicional. Esto reduce los costos de construcción de plataformas individuales y minimiza los costos por instalación de facilidades de producción. (Ver figura III.1.4)

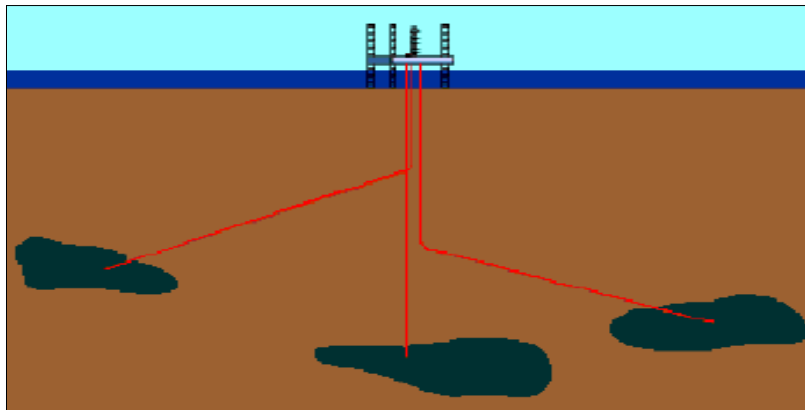


Figura III.1.4 Múltiple pozos con una misma plataforma<sup>[1]</sup>

### III.1.3.5 Pozo de alivio.<sup>[2]</sup>

El objetivo de un pozo direccional de alivio es interceptar el conducto de un pozo en erupción y permitir su control; por medio del pozo de alivio se contrarresta las presiones que ocasionaron el reventón, bombeando lodo pesado dentro del yacimiento para vencerlas y tener bajo control el pozo problemático. (Ver figura III.1.5)

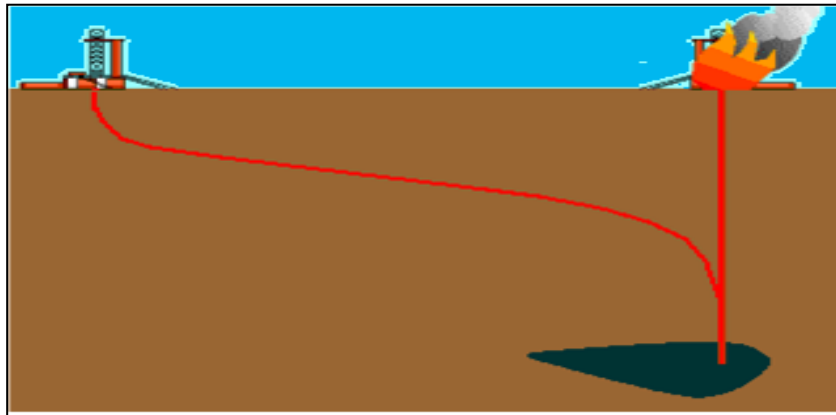


Figura III.1.5 Pozos de alivio. <sup>[1]</sup>

### III.1.3.6 Pozos Multilaterales. <sup>[2]</sup>

Cuando se requiere drenar el yacimiento lo más rápido posible o para establecer los límites gas – petróleo o agua – petróleo, un yacimiento puede ser atravesado por diferentes conductos de hoyo desviados a partir de un solo pozo original. (Ver figura III.1.6)

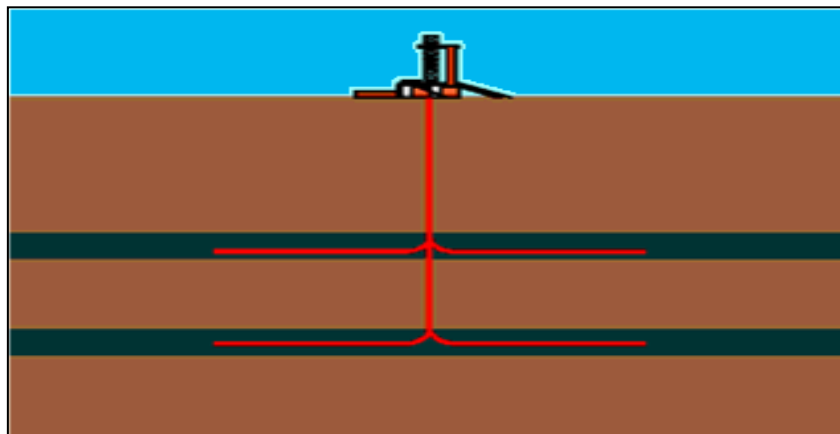


Figura III.1.6 Pozos Multilaterales. <sup>[1]</sup>

### III.1.4 TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES

Los pozos direccionales se clasifican dependiendo de su objetivo operacional y de la trayectoria y de su ángulo de inclinación, su clasificación más común es la siguiente:

#### III.1.4.1 Según su objetivo operacional. <sup>[2]</sup>

##### III.1.4.1.1 Pozos *Sidetrack*

Son perforaciones de pozos con desviaciones que pueden hacerse para evitar una obstrucción (un pez) en el hoyo original o para explorar la magnitud de la zona productora en un cierto sector de un campo. También son pozos con otros propósitos que fueron planificados verticales y por problemas operacionales durante su perforación, tuvieron que ser desviados seleccionando su punto de arranque (KOP) y perforando una sección de incremento y de mantenimiento de ángulo, transformándolo así en un pozo direccional u horizontal, pudiendo atravesar o no el mismo objetivo. Esta operación puede hacerse también en pozos verticales como medida de rehabilitación. (Ver. figura III.1.7)

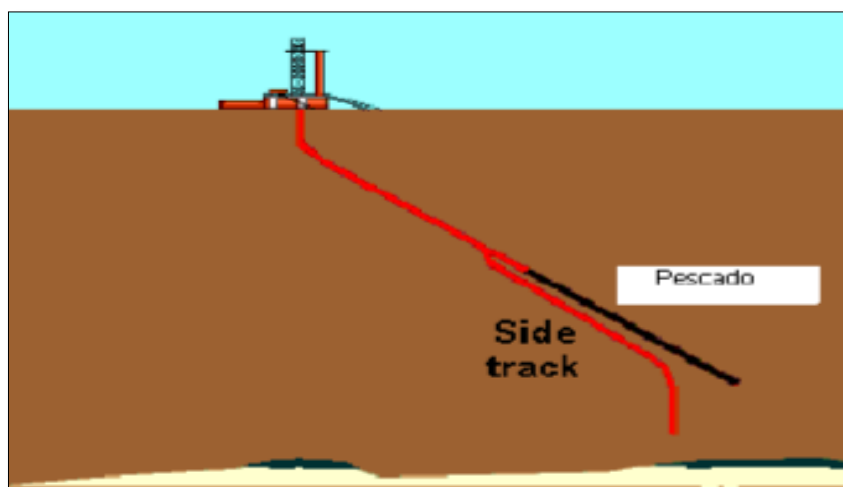


Figura III.1.7 Pozos *SideTrack*. <sup>[1]</sup>



### III.1.4.1.2 Pozo de Reentrada (*Reentry*).

Son pozos perforados desde pozos ya existentes, pudiéndose re-perforar un nuevo hoyo utilizando parte de un pozo perforado previamente. Esta nueva sección puede ser re perforada con una sección vertical o direccional. (Ver figura III.1.8)

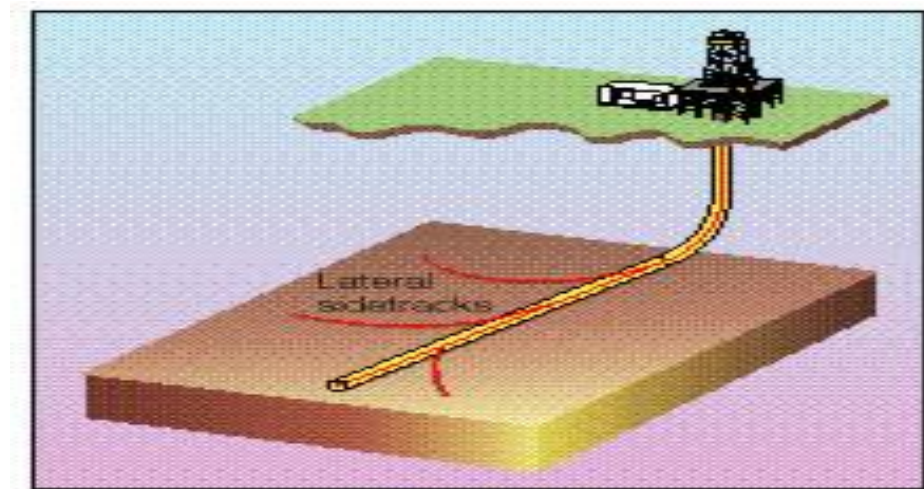


Figura III.1.8 Pozo de Reentrada <sup>[2]</sup>

### III.1.4.2. Según su Trayectoria y ángulo de Inclinación. <sup>[2]</sup>

#### III.1.4.2.1 Tipo J

Éste es el perfil principal o más común para la mayoría de los pozos direccionales. Incluye una sección de construcción de ángulo terminal y una sección que mantiene dicha inclinación para atravesar los objetivos. La inclinación normalmente es 15° o más. (Ver figura III.1.9)

Este tipo de pozo presenta muchas ventajas tales como:

- Configuración de la curva sencilla a lo largo de un rumbo fijo.
- Ángulo de inclinación moderado.
- Generalmente puntos de arranques someros.

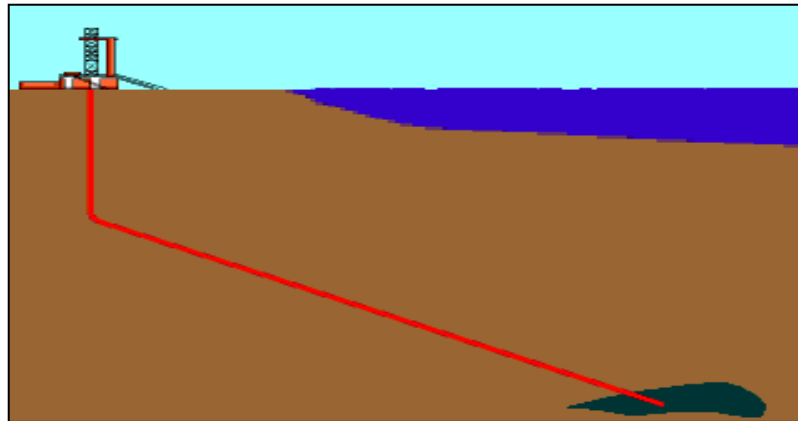


Figura.III.1.9 Pozo tipo J.<sup>[1]</sup>

**III.1.4.2.2 Tipo “S”:**

En este tipo de pozo la trayectoria está configurada por una zona de incremento de ángulo, otra tangencial y una de disminución de ángulo. Estos pozos están constituidos por una sección de mantener el ángulo, una sección tangencial y una sección de caída de ángulo que llega a cero grados (0°). (Ver figura III.1.10)

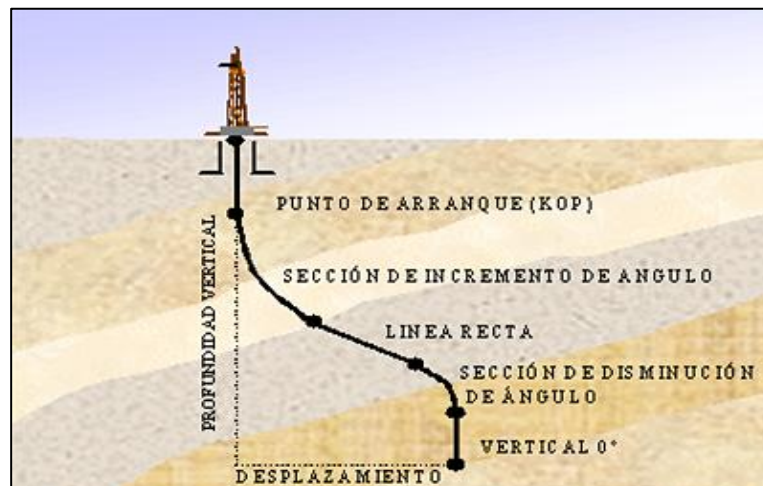


Figura.III.1.10 Pozo tipo “S” <sup>[2]</sup>

### III.1.4.2.3 “S” Especial:

Constituido por una sección de aumento de ángulo, una sección tangencial intermedia, una sección de caída de ángulo diferente a cero grados ( $0^{\circ}$ ) y una sección de mantenimiento de ángulo al objetivo. (Ver figura III.1.11)



Figura.III.1.11 Pozo tipo “S” especial.<sup>[2]</sup>

### III.1.4.3 Inclínados o de Alto Ángulo:

Son pozos iniciados desde superficie con un ángulo de desviación predeterminado constante, para lo cual se utilizan taladros especiales inclinados. Los Taladros Inclinados son equipos cuya cabria puede moverse de  $90^{\circ}$  de la horizontal hasta un máximo de  $45^{\circ}$ . Entre las características más resaltantes del equipo se pueden mencionar:

- Una torre de perforación inclinada para perforar desde pozos verticales hasta pozos de  $45^{\circ}$  de desviación vertical.
- Brazo hidráulico para manejar tubulares que puede ser accionado desde el piso de la torre de perforación, eliminando el trabajo del encuellador de los taladros convencionales.

- Un bloque viajero, provisto de un sistema giratorio diseñado para enroscar y desenroscar la tubería, que se desliza a través de un sistema de rieles instalado en la estructura de torre.
- Sistema hidráulico especial para darle el torque apropiado a cada conexión de los tubulares.
- Los equipos auxiliares del taladro permanecen fijos durante la perforación, lo que incrementa la vida útil de los mismos, por disminución el deterioro al que son sometidos durante la mudanza entre pozo y pozo.
- Capacidad de movilización mediante un sistema de orugas, lo cual reduce los tiempo de mudanza.

Esta configuración de pozo es mostrada en la figura.III.1.12

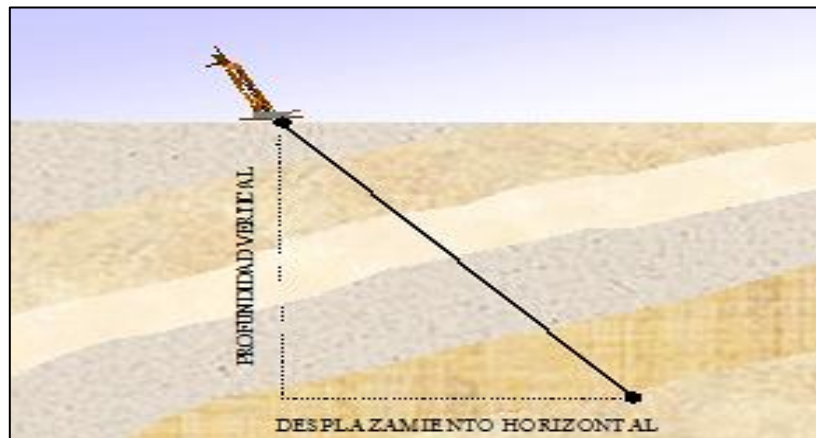


Figura.III.1.12 Pozo inclinado.<sup>[2]</sup>

### III.1.5. Pozos Horizontales.<sup>[3]</sup>

Son pozos perforados horizontalmente o paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento con la finalidad de tener mayor área de drenaje. También se denominan pozos horizontales aquellos con un ángulo de inclinación no menor de  $86^{\circ}$  respecto a la vertical. La longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área a

drenar en el mismo. Adicionalmente, se requiere un ensamblaje especial de la sarta de perforación para poder obtener los grados de inclinación máximo hasta el objetivo.

La perforación horizontal, ha tomado un impresionante auge en los últimos años en regiones productoras de todo el mundo ya que esta, bajo ciertas condiciones favorables, puede incrementar drásticamente la producción de yacimientos heterogéneos verticalmente fracturados.

Los pozos horizontales son más utilizados en yacimientos delgados ya que estos no deben ser excesivamente largos para mejorar la producción de un pozo vertical, en el mismo yacimiento. Como regla general, asumiendo que la permeabilidad horizontal es igual a la permeabilidad vertical ( $K_h=K_v$ ), los pozos horizontales producen más que los pozos verticales cuando la longitud horizontal excede el espesor de la formación productora. La producción de un pozo horizontal, o de alto ángulo, se reduce drásticamente si la permeabilidad vertical es representativamente menor que la permeabilidad horizontal. Los yacimientos con bajas relaciones de permeabilidad, donde  $K_h > K_v$ , no son buenos candidatos para ser perforados horizontalmente a menos que la longitud lateral exceda en gran medida el espesor de la formación. (Ver figura III.1.13)

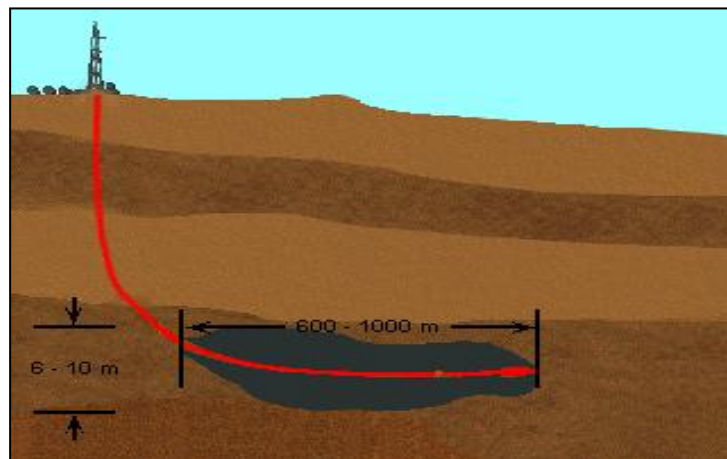


Figura. III.1.13 Pozo horizontal.<sup>[1]</sup>

La perforación horizontal puede proveer una solución óptima en situaciones específicas donde es necesario lo siguiente:

- Incrementar la producción en yacimientos consolidados
- Mejorar la recuperación y el drenaje del yacimientos
- Espaciar y reducir el número de pozos en proyectos de desarrollo y de inyección
- Controlar problemas de conificación de gas/agua

Para realizar este tipo de perforaciones se deben considerar los siguientes aspectos:

- Espesor vertical del yacimiento
- Relación de permeabilidad  $K_h$  vs  $K_v$
- Efecto de las barreras de permeabilidad vertical
- Estimación de la productividad
- Modelo de productividad

Según el radio de curvatura, existen cuatro tipos de pozos horizontales básicos, cada uno de los cuales poseen una técnica que va en función directa con la tasa de incremento de ángulo y del desplazamiento horizontal.

### **III.1.6 Clasificación de los pozos horizontales**

#### **III.1.6.1. Radio Corto.<sup>[4]</sup>**

Son aquellos pozos en los cuales durante su perforación se utilizan tasas de construcción de ángulo entre los 70 y 150 grados cada 100 pies. Con lo cual se obtienen radios de curvatura entre 40 y 82 pies. Entre sus principales aplicaciones están que pueden ser utilizados en zonas de gas superficial o yacimientos suprayacentes al objetivos con altas saturaciones de gas, y cuando existe riesgo estratigráfico, es decir, en aquellos casos donde la

arena tiende a perderse a ciertos pies, como también son muy utilizados en los casos de yacimientos altamente agotados donde la presión de formación no es suficiente para levantar la columna de fluido cerca de la curvatura en un radio largo. También pueden sustituir el trabajo de re-completación normal de un pozo vertical, siempre y cuando no interfiera con la producción de otro pozo y preferiblemente cuando se haya drenado ese punto en específico.

Ventajas:

- Más precisión para drenar el yacimiento que el de radio medio y largo.
- Atractivo en yacimientos pequeños.
- Se puede emplear desde un pozo convencional (*Reentry*).
- Se pueden aislar zonas problemáticas inmediatas a la zona productora.

Desventajas

- Requiere de un motor de fondo con una articulación ensamblada.
- La longitud de drenaje en el pozo, generalmente es menor que 300 pies.
- Se completa únicamente a hoyo abierto.
- No pueden tomarse núcleos, ni perfilarse; en vista del radio de curvatura presente.

#### III.1.6.2. Radio Medio. <sup>[4]</sup>

Son aquellos pozos en los cuales durante su perforación se utilizan tasas de construcción de ángulo entre los 6 y 40 grados cada 100 pies. Con lo cual se obtienen radios de curvatura entre 140 y 1000 pies. Entre sus principales aplicaciones están que pueden sustituir pozos verticales en zonas de severos problemas de conificación de agua o de gas, igualmente pueden ser utilizados para penetrar varias arenas, incrementar la rentabilidad de un campo marginal, como también en el caso de que sea recomendable alejarse del radio de drenaje de un pozo específico.

Ventajas:

- Menor torque y arrastre que en pozos de radio corto.
- Para drenar el yacimiento puede perforarse horizontalmente hasta una longitud de 300 pies.
- Existe la posibilidad de sacar núcleos convencionales.
- Puede ser normalmente completado.
- Puede acomodarse normalmente el tamaño de la herramienta (MWD); la cual tiene un acceso desde 1  $\frac{3}{4}$ " de diámetro hasta 4  $\frac{3}{4}$ "

Desventajas:

- No aplicable para formaciones superficiales y delgadas
- Se requiere equipo de perforación especial.

### III.1.6.3. Radio Largo. <sup>[4]</sup>

Son aquellos pozos en los cuales durante su perforación se utilizan tasas de construcción de ángulo entre 2 y 6 grados cada 100 pies. Con lo cual se consiguen radios de curvatura entre 2000 y 6000 pies de longitud. Entre sus principales aplicaciones están que pueden ser utilizados en zonas de cierto riesgo estructural con la finalidad de cortar la falla y penetrar el bloque objetivo, igualmente en arenas de poco espesor con el propósito de penetrarlas con la menor severidad posible, también pueden ser utilizados para penetrar varias arenas, y en el caso de que sea recomendable alejarse del radio de drenaje de algún pozo específico.



Ventajas:

- Fácil para perforar usando un equipo de perforación convencional y revestidor estándar.
- Los costos por día de los servicios, frecuentemente son más bajos que los de radio medio y corto.
- Permite perforar longitudes horizontales de aproximadamente 5000 pies, con un promedio de 3500 pies.
- Existe una mayor facilidad para la completación.
- Se puede acomodar fácilmente el juego completo de herramientas de perfilaje.

Desventajas:

- Frecuentemente se requiere de un tope en el manejo del sistema, grandes bombas y grandes cantidades de lodo.
- El riesgo a hoyo abierto es mayor; ya que la tubería de perforación puede pegarse y causar daño al yacimiento mientras se perfora.
- Es menos preciso para determinar la profundidad vertical verdadera (TVD), porque el comienzo de la perforación (superficie), queda muy lejos (horizontalmente) de la sección horizontal perforada.
- Es mucho más costoso en revestidores, cemento y fluidos.

En la figura.III.1.14 observa la tasa de construcción y radios de curvatura para los diferentes pozos horizontales

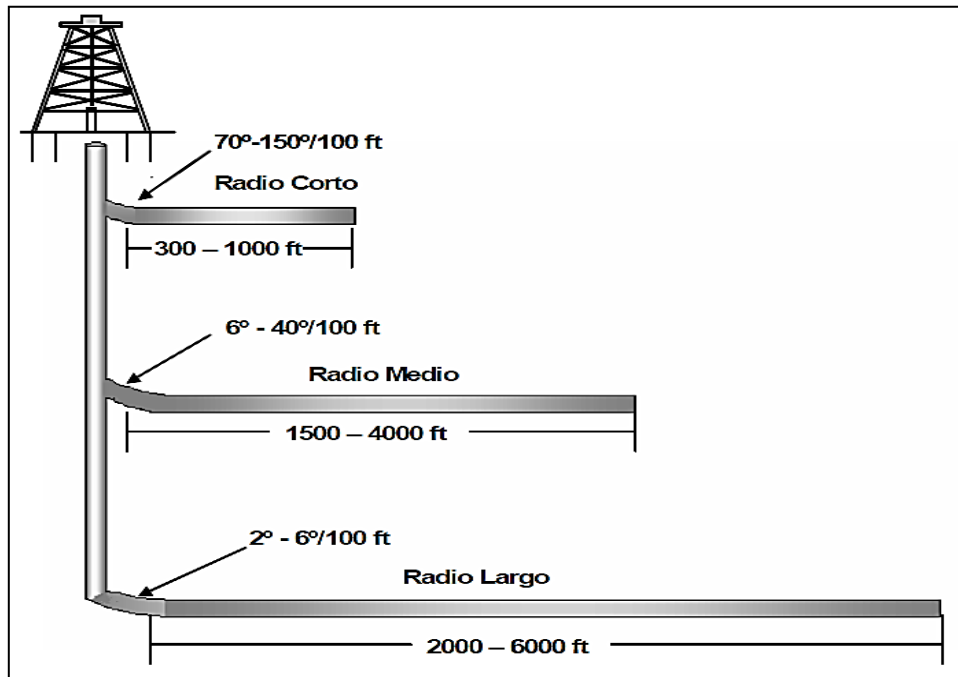


Figura.III.1.14 Pozo radio corto, medio y largo. [4]

### III.1.7 APLICACIONES DE POZOS DIRECCIONALES. [2]

#### III.1.7.1 Multilaterales:

Consisten básicamente en un hoyo primario y uno o más hoyos secundarios que parten del hoyo primario, cuyo objetivo principal es reducir el número de pozos que se perforan, además de optimizar la producción de las reservas. Según la forma del yacimiento se puede construir distintas configuraciones de pozos multilaterales para lograr drenar los hidrocarburos de manera más eficiente, entre ellas tenemos:

Hoyos de Diámetro Reducido o "*Slim Hole*": Son pozos que se perforan con propósitos de hacer el trabajo economizando recursos y obteniendo más provecho, utilizando mecha de 7" o menos. La utilización de este método es

muy efectiva en exploración y/o captura de información sobre los yacimientos. Hasta la fecha no se ha encontrado una manera de clasificar al tipo de pozo multilateral ya que la forma y variedad está solo limitada a la imaginación y a las características de los yacimientos. Aun así podemos tener:

- Dual apilado: Dos secciones simple lateral que tiene mayor capacidad en la arenisca.
- Dual ala de gaviota: Permite perforar dentro de un rectángulo de drenaje adyacente, eliminando así la necesidad de una localización de pozos múltiples.
- Espina de pescado: La trayectoria del hidrocarburo hacia el pozo es más corta a través de una ramificación que a través de la roca. Esto ocurre en arenisca homogénea con barreras y capas impermeables.
- Dual tipo herradura: muy poco común aunque se utiliza cuando las otras no se adaptan a las características geológicas.

En la imagen a continuación se observa de mejor manera la forma de algunos pozos multilaterales. (Ver figura III.1.15)

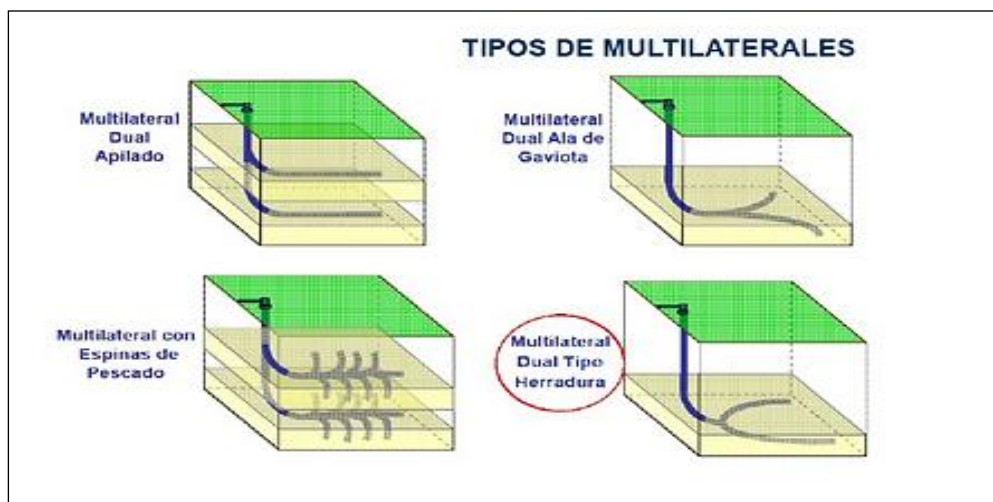


Figura. III.1.15 Multilateral. [2]

## 2. SARTA DE PERFORACIÓN.

La sarta de perforación son tuberías de acero de aproximadamente 10 metros de largo que se unen para formar un tubo desde la mecha de perforación hasta la plataforma de perforación. El conjunto se gira para llevar a cabo la operación de perforación y también sirve de conducto para el lodo de perforación. Está constituida principalmente por el ensamblaje de fondo y la tubería de perforación los cuales ayudan a llegar a la sección programada.

### III.2.1 TUBERÍA DE PERFORACIÓN.<sup>[5]</sup>

Componente de la sarta de perforación que conecta el ensamblaje de fondo con la superficie. Función principal: transmitir la potencia generada por los equipos de rotación a la mecha, servir como canal de flujo para transportar los fluidos y permitir que la sarta alcance la profundidad deseada. (Ver figura III.2.1)

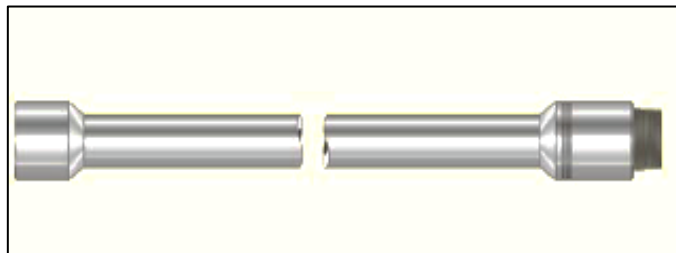


Figura. III.2.1 Tubería de Perforación<sup>[6]</sup>

### III.2.2. ENSAMBLAJE DE FONDO.<sup>[5]</sup>

El ensamblaje de fondo es la sección de la sarta de perforación que agrupa el conjunto de herramientas entre la mecha y la tubería de perforación. Tiene como función principal proporcionar el peso requerido sobre la mecha para

maximizar la tasa de penetración, producir hoyos en calibre, evitar la desviación tipo pata de perro, llaveteros, minimizar vibraciones y atascamientos de la sarta de perforación. Su diseño depende de los problemas que presente el hoyo para lo cual se requiere modificar el ensamblaje original.

### III.2.3. COMPONENTES DEL ENSAMBLAJE DE FONDO. <sup>[5]</sup>

#### III.2.3.1. Barra de Perforación (*Drill Collar*)

Uno de los componentes principales del ensamblajes de fondo lo constituye la barra de perforación, que es un conjunto de tubos de acero o metal no magnéticos de espesores significativos, colocados en el fondo de la sarta de perforación, encima de la mecha, lo cual proporciona la rigidez y peso suficiente para producir la carga axial requerida por la mecha para una penetración más efectiva de la formación. (Ver figura III.2.2)

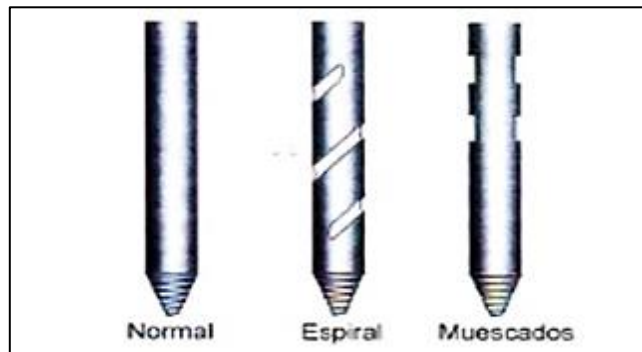


Figura. III.2.2 Tipos de barras de perforación. <sup>[6]</sup>

#### III.2.3.2. Tubería pesada.

La tubería pesada constituye el componente intermedio del ensamblaje fondo. Es un tubular de espesor de pared gruesa, similar a las barras de

diámetro pequeño, cuya conexión posee las mismas dimensiones que las de tuberías de perforación, para facilitar su manejo, pero es ligeramente más larga. (Ver figura III.2.3)

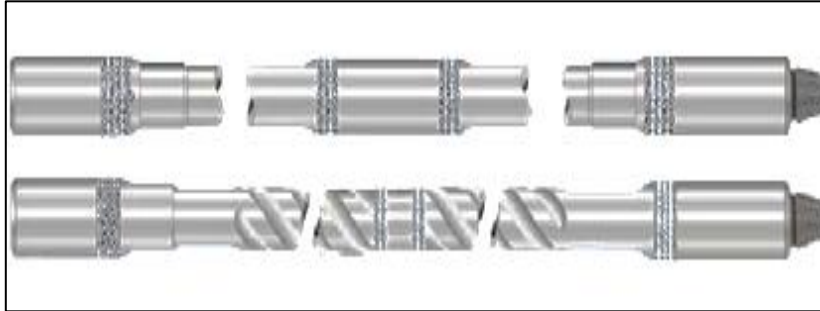


Figura.III.2.3 Tubería de Pesada. <sup>[6]</sup>

**III.2.3.3. Martillo.** <sup>[7]</sup>

Herramienta que se coloca en la sarta de perforación para ser usada en caso de una pega de tubería para desatascar mediante golpes sucesivos que logre liberarlo. Actualmente se encuentra en el mercado una gran variedad que se diseñan para ser utilizada en la perforación direccional. (Ver figura.III.2.4)



Figura. III.2.4 Martillo. <sup>[6]</sup>

#### III.2.3.4. Mechas.<sup>[7]</sup>

Herramienta metálica que se enrosca en el extremo inferior del primer portamecha (ubicado en el ensamblaje de fondo, de abajo hacia arriba), que sirve para cortar las formaciones, los estratos y las rocas durante la perforación de pozos de petróleo y gas. Las mechas incluyen elementos cortantes y de circulación (*jets*), estos últimos permiten que pase el fluido de perforación, cuya corriente contribuye a aumentar la tasa de penetración y a la limpieza del hoyo.

La selección de mechas se realiza en base a las características geológicas (litología, resistencia, compresión, abrasividad) y estructurales (buzamiento y dirección de los estratos). Las mechas se clasifican en tricónicas y de arrastre. (Ver figura.III.2.5)



Figura.III.2.5 Mecha de perforación.<sup>[7]</sup>

#### III.2.4 HERRAMIENTAS UTILIZADAS PARA DAR DIRECCIÓN.<sup>[3]</sup>

Para conseguir la desviación necesaria de un pozo hacia el objetivo fijado las herramientas a continuación mostradas son las más utilizadas en materia de perforación direccional.

### III.2.4.1 Herramientas deflectoras.<sup>[3]</sup>

#### III.2.4.1.1. *Bent Sub*

Es una herramienta que se coloca directamente arriba del motor de fondo y obliga a la mecha a seguir un determinado arco de curvatura mientras perfora. (Ver figura III.2.6)

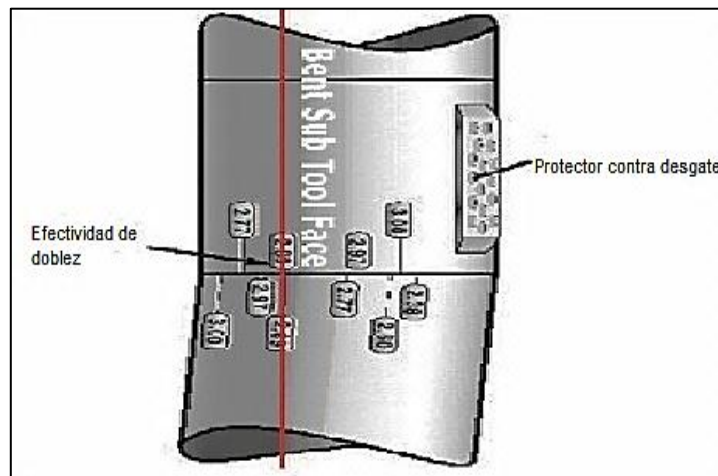


Figura.III.2.6. *Bent Sub*.<sup>[6]</sup>

La conexión de esta herramienta (pin) es maquinado con un ángulo de  $1^{\circ}$  a  $3^{\circ}$  de la vertical que incrementa cada medio grado, y viene en diferentes diámetros para ser compatible con la caja (*box*) del motor de fondo.

#### III.2.4.1.2. Mechas de perforación *Jetting*

Son mechas de tamaño convencional pudiendo tener una configuración de salida del fluido a través de sus orificios o *jets*, con uno o dos chorros de mayor tamaño y uno o dos ciegos y uno de gran tamaño. La fuerza hidráulica generada por el fluido erosiona una cavidad en la formación, lo que permite dirigirse en esa dirección, haciendo que el pozo se separe de la vertical. Este método, es generalmente usado en formaciones semi blandas y blandas, el



mismo es conocido con el nombre de *jetting*; la perforación se realiza en forma alternada, es decir se “jetea” y luego se rota la sarta. (Ver figura III.2.7)

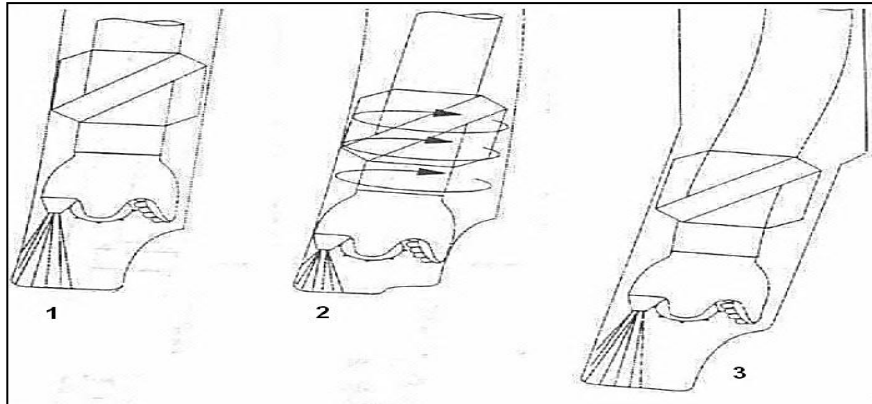


Figura III.2.7 Mechas de perforación *Jetting*. Paso 1, Orientando y chorro. Paso 2, Perforando. Paso 3, Reorientando y chorro.<sup>[3]</sup>

### III.2.4.1.3. Cuchara Recuperable

Se utiliza para iniciar el cambio de inclinación y dirección de un hoyo. Generalmente, cuando se requiere salirse lateralmente del hoyo. Consta de una larga cuña invertida de acero, cóncava en un lado para sostener y guiar la sarta de perforación. (Ver figura III.2.8)

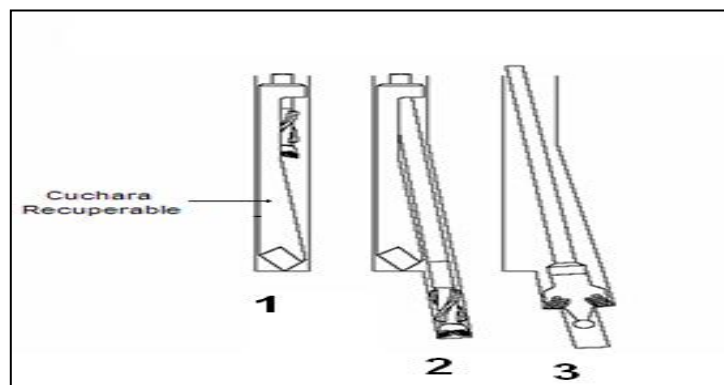


Figura.III.2.8 Cuchara Recuperable, 1. Antes, 2. Al momento de ser instalada, 3. Durante la perforación de la herramienta.<sup>[3]</sup>

**III.2.4.1.4. Cuchara Permanente *Whipstock*.**

Este tipo de herramienta queda permanente en el pozo, sirviendo de guía a cualquier trabajo requerido en él. Su principal aplicación es desviar a causa de una obstrucción o colapso de un revestidor (*sidetracks*). Esta herramienta es conocida con el nombre de *Whipstock*. (Ver figura III.2.9)

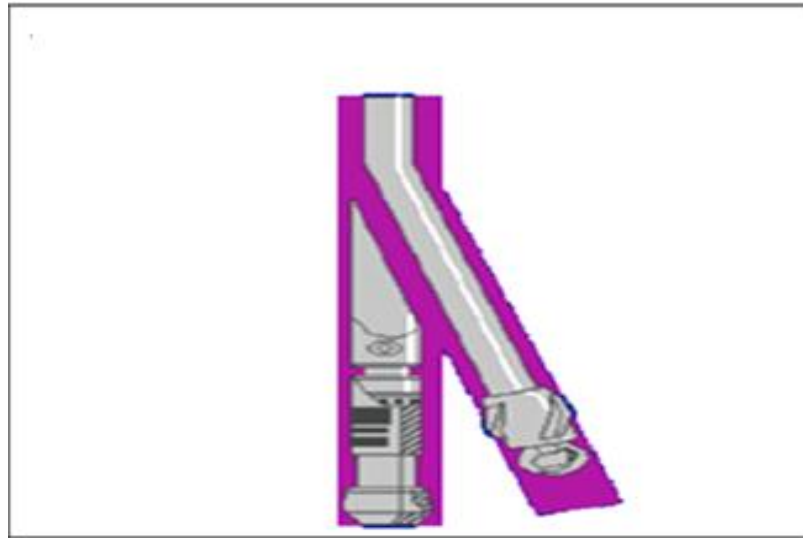


Figura. III.2.9 Cuchara permanente (*Whipstock*).<sup>[3]</sup>

**III.2.4.2 Herramientas auxiliares.**

**III.2.4.2.1 Estabilizadores<sup>[3]</sup>**

Son componentes que sirven para centralizar y estabilizar el ensamblaje de fondo, realizando un hoyo lo más recto posible y a su vez para controlar o modificar el ángulo de inclinación del pozo de acuerdo a lo deseado. El uso de los estabilizadores permite: proporcionar carga a la mecha, prevenir la inestabilidad del ensamblaje del portamecha, reducir al mínimo la flexión y las vibraciones que se originan dentro el revestimiento, prevenir el contacto

de las tuberías con las paredes del hoyo y reducir al mínimo la diferencia de presión. (Ver figura III.2.10)

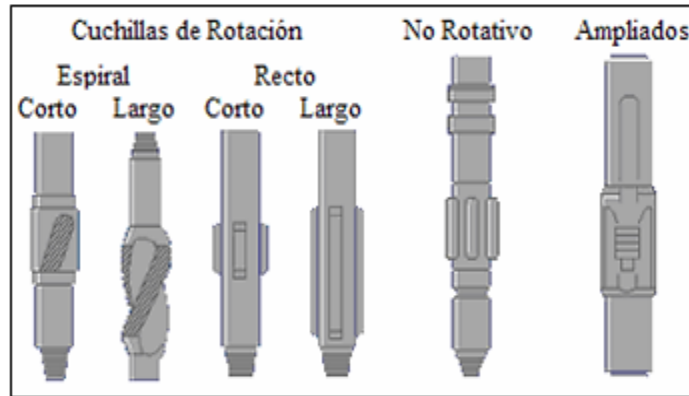


Figura.III.2.10 Tipos de estabilizadores.<sup>[3]</sup>

### III.2.5 TIPOS DE ENSAMBLAJES EN LA PERFORACIÓN ROTATORIA

Para la perforación direccional, los estabilizadores distribuidos en la sarta de perforación en posiciones específicas con respecto a la mecha, permite el control de la desviación para aumentar, mantener y disminuir el ángulo de inclinación del pozo.<sup>[3]</sup>

El ensamblaje es clasificado por el efecto de la inclinación del hoyo durante la perforación:

- Fulcrum (Construir)
- Péndulo (Tumbar, disminuir)
- Empaque (Mantener)

**III.2.5.1 Ensamblajes para construir ángulo (*Fulcrum*)**

El ensamble de construcción utiliza un estabilizador como fulcro o palanca, y coacciona fuerzas laterales sobre la mecha. La magnitud de esa fuerza es una función de la distancia del momento al punto de acción. Un aumento en el peso en la mecha incrementa la flexión del *Drill Collar* (Barra de perforación) e incrementará el grado de construcción.<sup>[8]</sup> (Ver figura III.2.11)

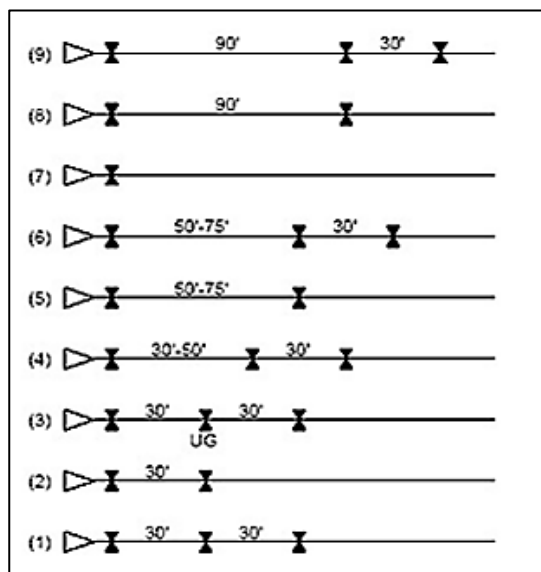


Figura.III.2.11 Arreglo de estabilizadores de construcción de ángulo.<sup>[3]</sup>

**III.2.5.2 Ensamblaje de Decremento de ángulo (Péndulo)**

Un ensamblaje de decremento a veces es llamado ensamblaje de péndulo. En este ensamblaje un estabilizador se pone a 30, 45, o 60 pies del momento o palanca. El estabilizador produce un efecto del péndulo; de ahí su nombre. El propósito del estabilizador es prevenir que el *Drill collar* se recargue sobre alguna de las paredes y cause un punto de la tangencia en la barrena y estabilizador.<sup>[8]</sup> (Ver figura.III.2.12)

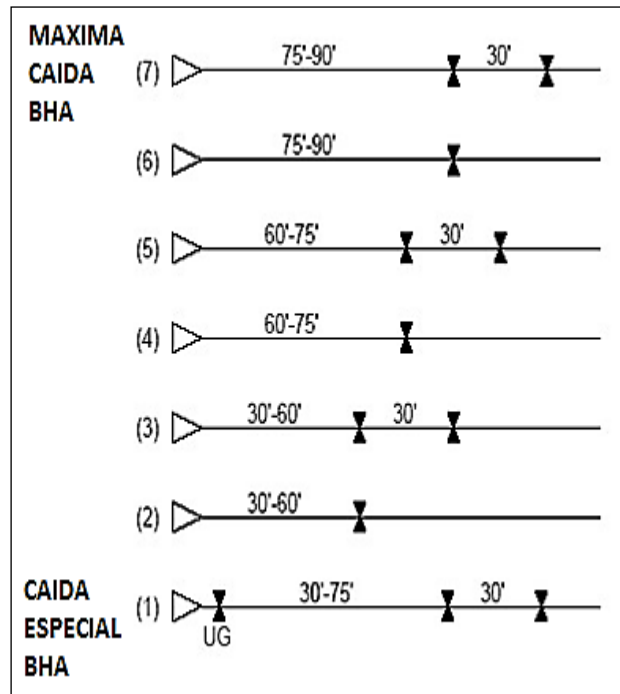


Figura III.2.12 Arreglo de estabilizadores para decremento de la inclinación.<sup>[3]</sup>

### III.2.5.3 Ensamblajes para Mantener el ángulo (Empaque)

Mantener la inclinación en un hoyo es mucho más difícil que construirlo o dejarlo caer. La mayoría de las configuraciones de ensamblajes tienen tendencias a construir o tumbar. Así como también la mayor parte de las secciones rectas de los pozos tiene tendencias a construir o tumbar. A continuación se muestran las configuraciones más comunes para la sarta que mantienen una inclinación.<sup>[8]</sup> (Ver figura III.2.13)

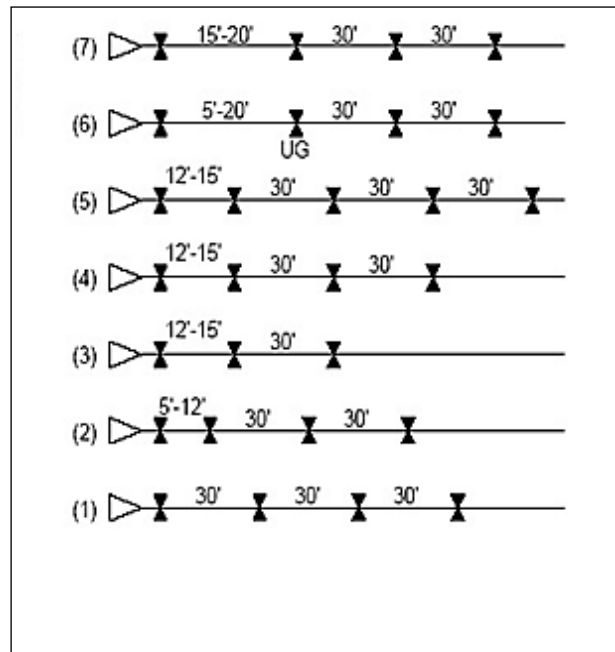


Figura. III.2.13 Arreglo de estabilizadores para mantener ángulo.<sup>[3]</sup>

### III.2.6 HERRAMIENTAS USADAS PARA EL CONTROL DIRECCIONAL.<sup>[3]</sup>

El control direccional para la mayoría de los pozos de hoy con trayectoria controlada, se hace a través de dos tipos básicos de BHA's: BHA's deslizados con motores de fondo y BHA's rotatorios. Los principales métodos de deflexión tales como *whipstocks* o *jetting*, no son tan comunes como en el pasado. Éstas han sido remplazadas por herramientas de tercera generación que incluso permite la adquisición de registros durante la perforación.

Para construir pozos más eficientes y efectivos, la obtención de registros de desviación en tiempo real mientras se perfora y registros eléctricos en tiempo real, es posible mediante las herramientas *Measurement While Drilling* y *Logging While Drilling* respectivamente.

### III.2.6.1 MWD (*Measurement While Drilling*).<sup>[3]</sup>

Medición mientras se perfora, esta herramienta dotada de un complejo sistema de telemetría permite continuamente conocer el lugar exacto de la trayectoria del pozo en cuanto a su inclinación y dirección, lo hace mediante el envío de señales utilizando para ello pulsos a través del fluido de perforación. Es sensible a ruidos o vibraciones, para lo cual es necesario un acoplamiento previo a los equipos de superficie, su colocación va dentro o encima los no *magnetic drill collars* o Monel y se lo hace junto con el resto del BHA. Algunas de sus ventajas principales son:

- Mejora el control y determinación de la posición de la mecha.
- Reduce el tiempo de registros o *surveys*
- Reduce el riesgo de atascamiento por presión diferencial.
- Corrección anticipada de la trayectoria del pozo y reducción de las posibles patas de perros.
- Reduce considerablemente el número de correcciones con motores de fondo en los pozos.

### III.2.6.2 LWD (*Logging While Drilling*).<sup>[3]</sup>

Esta herramienta revela la naturaleza de las formaciones de la roca perforada e identifica la ubicación probable de los hidrocarburos. La resistividad de la formación en tiempo real, la información sobre la litología y la porosidad adquirida durante la perforación permite a los geólogos evaluar y visualizar la formación alrededor del pozo, así mismo detectar y cuantificar las zonas potenciales cuando estas son interceptadas y al contar con diferentes profundidades de investigación aseguran la detección de invasión de lodo, indican zonas permeables y contacto agua-petróleo. En resumen, todas estas características ayudan a determinar la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.

Existen diferentes herramientas LWD con las cuales se obtiene registros como: rayos gamma, densidad de la formación, sónico de porosidad y otros dependiendo de las necesidades que se tengan. Esta visión más clara del pozo y su posición dentro del reservorio le brinda al ingeniero una fuente de información que mejora la toma de decisiones a medida que la perforación progresa, reduciendo el riesgo en áreas que son geológicamente complejas o bien no son muy conocidas.

### **III.2.6.3 Monel**

Es una herramienta que corrige los efectos del campo magnético de la tierra y el material metálico de la sarta de perforación en la obtención de los datos tanto del MWD y el LWD. Está hecho de una aleación que permite desprestigiar la interferencia magnética y así la herramienta MWD pueda brindar datos confiables de azimut de inclinación.<sup>[8]</sup>

## **3. FACTORES A CONSIDERAR PARA LA PLANIFICACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES.**

### **III.3.1 TASA DE PENETRACIÓN (ROP).**

Es la medida de los pies perforados en una hora (pies/hora), este parámetro indica si se debe continuar perforando con la mecha o si es necesario cambiarla debido a que su valor no se encuentra dentro del rango adecuado de operación y además dependerá del modo en que se está trabajando (rotando o deslizando).<sup>[8]</sup>



### III.3.2 TORTUOSIDAD.

La tortuosidad se define como cualquier desviación no deseada de la trayectoria óptima y suave del pozo. La tortuosidad del pozo es una fuente potencial de torque y arrastre adicional y puede conducir a problemas durante la perforación, como problemas de corridas de revestidores y terminación del pozo.

En la figura.III.3.1 se puede observa en rojo la trayectoria irregular de un pozo tortuoso y en blanco la trayectoria planificada.

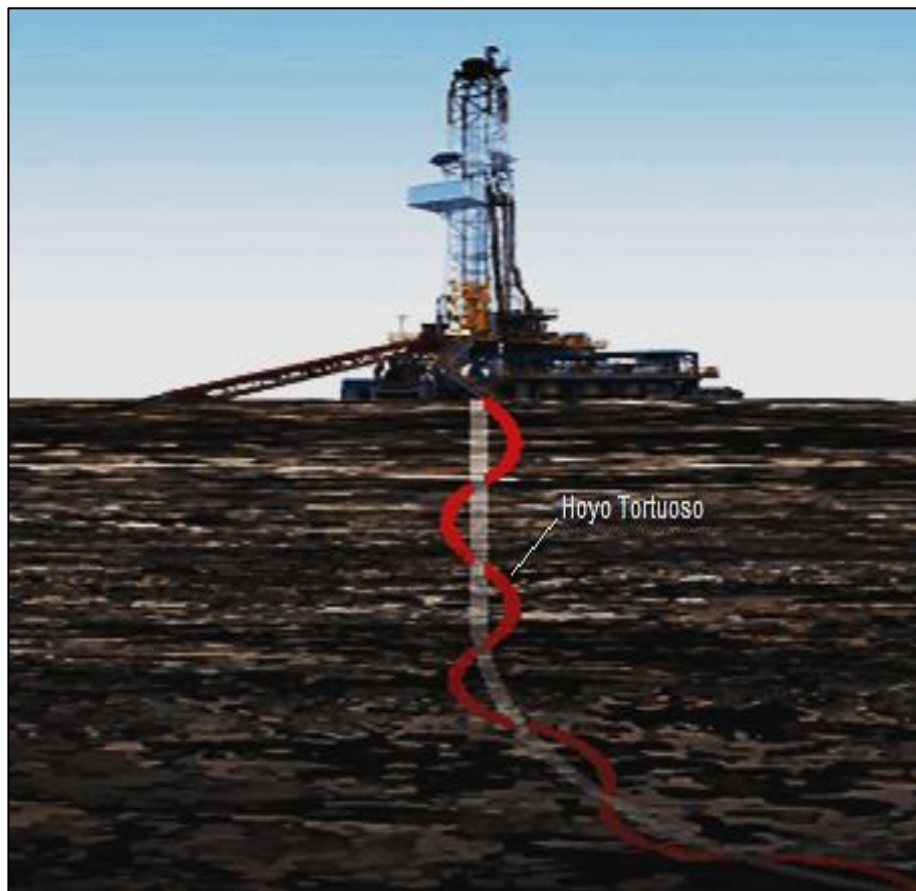


Figura III.3.1. pozo tortuoso.<sup>[1]</sup>

### III.3.3 PUNTO DE INICIO DE CURVATURA (*Kick Off Point*).

Este es el punto en el cual el pozo se aparta de la vertical hacia un nuevo rumbo. La selección de los puntos de inicio de la curva depende de muchos factores, inclusive de la formación, trayectoria del hoyo, programa del lodo, el desplazamiento requerido y la severidad e inclinación máxima aceptable.

Este punto (KOP) se selecciona cuidadosamente para que el ángulo máximo de inclinación del pozo se encuentre dentro de los límites de perforación. Menos problemas se enfrentan cuando el ángulo del hoyo está entre 30 y 55 grados. Mientras más profundo sea el KOP, será mayor la inclinación necesaria para alcanzar el objetivo o hacer severidades más agresivas. El KOP debe estar a una profundidad promedio donde el ángulo máximo para construir sería 40 grados y el mínimo preferido sería de 15 grados.<sup>[8]</sup>

### III.3.4 GRADO DE CONSTRUCCIÓN.

El cambio en la inclinación por longitud moderada perforada (típicamente en  $\% / 100'$  ó  $\% / 30$  m). La proporción de la curva se logra a través del uso de una herramienta desviadora (defección en el motor de fondo la cual crea la construcción de ángulo y se regula a través del *Bent sub* del motor).<sup>[8]</sup>

### III.3.5 SECCIÓN DE CONSTRUCCIÓN.

Ésta es la parte del hoyo donde el ángulo vertical se aumenta a una cierta proporción, dependiendo de las formaciones y las herramientas de perforación utilizadas. Durante la construcción se debe verificar constantemente la inclinación del ángulo y el rumbo por si debe realizarse alguna corrección. En esta parte del hoyo es más crítico asegurar la trayectoria deseada.<sup>[8]</sup>

### **III.3.6 TIEMPOS DE PERFORACIÓN.<sup>[9]</sup>**

#### **III.3.6.1 Tiempos Productivos**

Es el periodo de tiempo que ocurre de las actividades de aquellos equipos de perforación, que contribuyen al progreso de la construcción o rehabilitación del pozo de acuerdo a lo planificado o a eventos adicionales no contemplados en la planificación, que surgen a requerimiento del cliente. El tiempo productivo está subdividido en: productivo planificado y productivo adicional.

##### **III.3.6.1.1 Productivo Planificado.**

Son todas aquellos tiempos asociados a las diferentes actividades relacionadas con la construcción y rehabilitación de un pozo, que forma parte de la planificación inicial.

##### **III.3.6.1.2. Productivos Adicionales.**

Son todos aquellos tiempos que, una vez comenzado el proceso, son incluidos a solicitud del cliente en las actividades de construcción y rehabilitación de un pozo y que no formaba parte de la planificación inicial. Ejemplo: Profundización, tomas de núcleos y corrida de registro eléctricos adicionales, abandono del hoyo y desvío por reinterpretación geológica, etc.

#### **III.3.6.2 Tiempos NO Productivos.**

Se define como el periodo acreditable, a evento o actividades en las operaciones de equipos de perforación, que retarda el avance de las actividades de construcción y rehabilitación de un pozo, según lo planificado. Inicia desde que se evidencia una actividad no productiva hasta que se encuentre de nuevo las condiciones operacionales productivas que se tenían antes del evento improductivo.

Para un mejor análisis de los eventos que generan tiempo no productivo durante las diferentes fases del proceso de perforación y rehabilitación, se ha clasificado el tiempo no productivo en actividades de tiempo perdido debidos a problemas de superficie y tiempos por problema ocurridos en el hoyo, estos se explican a continuación:

#### **III.3.6.2.1 Tiempos por problemas de hoyo.**

Son todos aquellos acontecimientos no productivos inherentes a la condición del hoyo y que por sus características se le denomina problemas. Abarca las actividades de acondicionamiento del hoyo, pérdida de circulación, atascamiento de tubería, control de arremetida, desvió (*sidetrack*), corrección de cementaciones primarias, pesca y complejidad geológica.

#### **III.3.6.2.2 Tiempos perdidos por problemas de superficie.**

Son todos aquellos acontecimientos no productivos que por su naturaleza no son considerados como tiempos problemas y no están asociados a condiciones de hoyo sino a eventos logísticos y superficiales. Esto comprende las fallas en general, las esperas, reacondicionamiento, reparaciones y fuerzas mayores.

En la figura III.3.2 se puede observar la distribución de los tiempos de perforación.

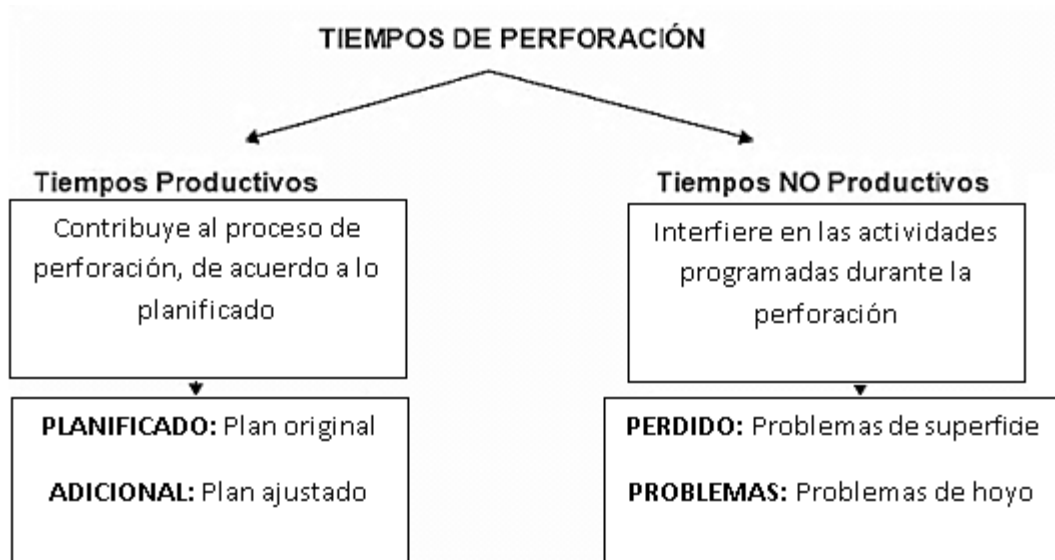


Figura III.3.2 Esquema de Distribución de los Tiempos de Perforación.<sup>[9]</sup>

#### 4. SISTEMA DE PERFORACIÓN ROTATORIA DIRECCIONAL.<sup>[10]</sup>

La tecnología de perforación rotativa direccional ha evolucionado considerablemente desde su incursión en el campo a fines de la década de 1990. El pozo de alcance extendido perforado en 1997 en el campo *WytchFarm* del Reino Unido, fue el primer pozo perforado con esta nueva tecnología, logrando una desviación que se extendió por más de 10 km (30.000 pies). Las capacidades singulares de los nuevos sistemas ofrecen más flexibilidad y mayor confiabilidad en la perforación de trayectorias complicadas de pozos, en ambientes rigurosos.

Hasta entonces, los ingenieros se aproximaban a la operación de los sistemas rotativos direccionales utilizando motores direccionales en el modo de perforación rotativa, toda vez que fuera posible. Los perforadores

detectaron claramente el potencial para que una herramienta de perforación direccional, de rotación continua, eliminara la perforación por deslizamiento (técnicas de perforación por deslizamiento y rotativas son explicadas más adelante), mejorara la limpieza del pozo, aumentara la velocidad de penetración (ROP) y redujera el riesgo de atascamiento diferencial, como parte de una amplia gama de beneficios adicionales. Hoy en día, los perforadores obtienen éstos y muchos otros beneficios con una nueva generación de sistemas rotativos direccionales menos populares, pero que ofrecen mejoras sustanciales con respecto a la tecnología previa.

Los sistemas rotativos direccionales avanzados deben enfrentarse con trayectorias más que complicadas. Estos sistemas ahora se construyen para desempeñarse en los ambientes más adversos, aprovechando los componentes cerrados que protegen la herramienta en temperaturas de pozo de hasta 302°F (150°C), en formaciones altamente abrasivas, con cualquier tipo de fluido, y en ambientes de alto impacto. Estos avances introducidos en los equipos se suman a los dispositivos electrónicos comprobados y durables que mejoran la confiabilidad y reducen el riesgo.

La introducción de la tecnología rotativa direccional eliminó varias de las desventajas de los métodos de perforación direccional previos, debido a que un sistema rotativo perfora direccionalmente con rotación continua, desde la superficie, no existe la necesidad de deslizar la herramienta, a diferencia de las perforaciones realizadas con motores de fondos.

#### **III.4.1. VENTAJAS DEL SISTEMA DE PERFORACIÓN ROTATORIO. <sup>[11]</sup>**

Las principales ventajas de este sistema respecto a los demás son las siguientes:

- Se tiene mejor transferencia de peso a la mecha, lo que aumenta la velocidad de penetración.

- Mejora la limpieza del pozo porque mantiene en mayor movimiento el fluido y los recortes de perforación, permitiendo que fluya fuera del pozo en vez de acumularse formando un colchón de recortes, lo cual puede llevar a un aprisionamiento mecánico.
- Reduce el riesgo de aprisionamiento diferencial ya que la columna de perforación se mantiene en continuo movimiento.
- Mejora el control direccional en tres dimensiones.
- Mejora la colección de datos con los registros eléctricos debido a una mejor calidad de pozo, y además reduce el riesgo en la bajada de revestimiento al no tener dos micro quiebres (*micro doglegs*) asociados.

Esta amplia variedad de ventajas ha convertido a los sistemas rotativos direccionales en una parte esencial de muchos programas de perforación.

El objetivo de esta tecnología al proveer un servicio de perforación direccional es: perforar desde la zapata hasta la profundidad final en la menor cantidad de viajes posibles con una máxima velocidad de penetración.

Basado en este objetivo y el equipamiento para dirigir el curso de la mecha y en consecuencia toda la sarta de perforación para lograr así, la arquitectura del pozo se desarrollan herramientas como:

- Motores de fondos y Motores de Turbinas: la idea de usar estas herramientas para dirigir el curso de la mecha no es una idea nueva, el primer motor comercial fue la turbina y la primera patente para una turbina fue en 1873. Los esfuerzos para desarrollar motores de fondo comenzaron en 1920, y el uso de los motores se ha hecho común en la perforación direccional moderna. Los motores de fondo constituyen el último desarrollo de las herramientas desviadoras. Son operados hidráulicamente por medio de lodo de perforación bombeado desde la

superficie a través de la tubería de perforación y pueden utilizarse para perforar tanto pozos verticales como direccionales.<sup>[8]</sup>

- RSS (*Rotary Steerable Systems*) o también llamado Sistemas geonavegador Rotatorio. Estos sistemas representan un paso de cambio frente a la confiabilidad y eficiencia, facilitando la perforación de corridas largas y reduciendo el tiempo de perforación. Los mismos son herramientas de ensamblaje de fondo capaces de maniobrar en tres dimensiones mientras se perfora con rotación continua sin necesidad de orientar la sarta de perforación en la dirección de la cara de la herramienta (*toolface*) y sin el modo de deslizamiento (*Slidding*).

#### III.4.2. MOTORES DE FONDO Y DE TURBINAS (MDF).

Son motores de desplazamiento positivo que crean transmisión de potencia o torque a la mecha mediante el fluido de perforación independiente del movimiento de la sarta de perforación.<sup>[3]</sup> (Ver figura III.4.1)



Figura.III.4.1 Motor de desplazamiento positivo.<sup>[6]</sup>



La potencia del motor es generada por una geometría rotor/estator. Ambos, el rotor y el estator, tienen lóbulos que se unen para formar cavidades helicoidales selladas. El flujo de fluido de perforación a través de estas cavidades obliga al rotor a moverse. En la figura.III.4.2 se puede observar la configuración del rotor y estator que se pueden tener.

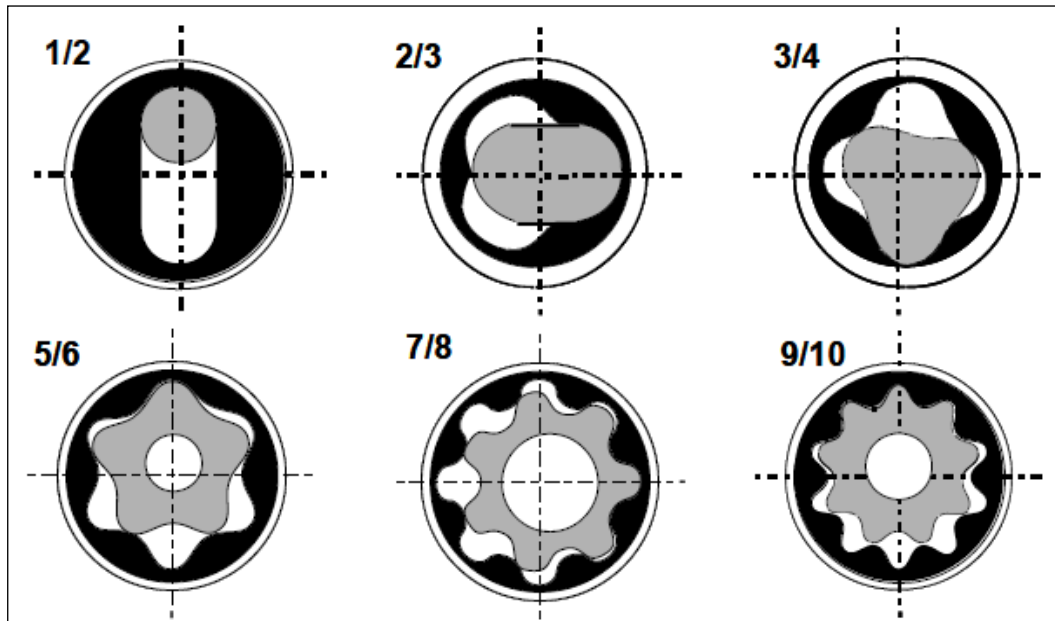


Figura.III.4.2 Configuración Rotor / Estator.<sup>[3]</sup>

La sección de potencia de los motores puede ser configurada de acuerdo a las condiciones de perforación, la dureza de la formación al perforar, el tipo de mecha, la tasa de flujo, etc. Los rangos de los motores van desde alta velocidad y bajo torque hasta baja velocidad y alto torque. Por ejemplo, una configuración 1/2 significa que el motor es de alta velocidad y bajo torque (rotor de un lóbulo y estator de dos), mientras que una configuración 7/8 denotaría un motor de alto torque y baja velocidad (rotor de 7 lóbulos con estator de 8 lóbulos).

La figura.III.4.3 muestra la relación de velocidad y torque dependiendo la configuración de lóbulos de un rotor y estator.

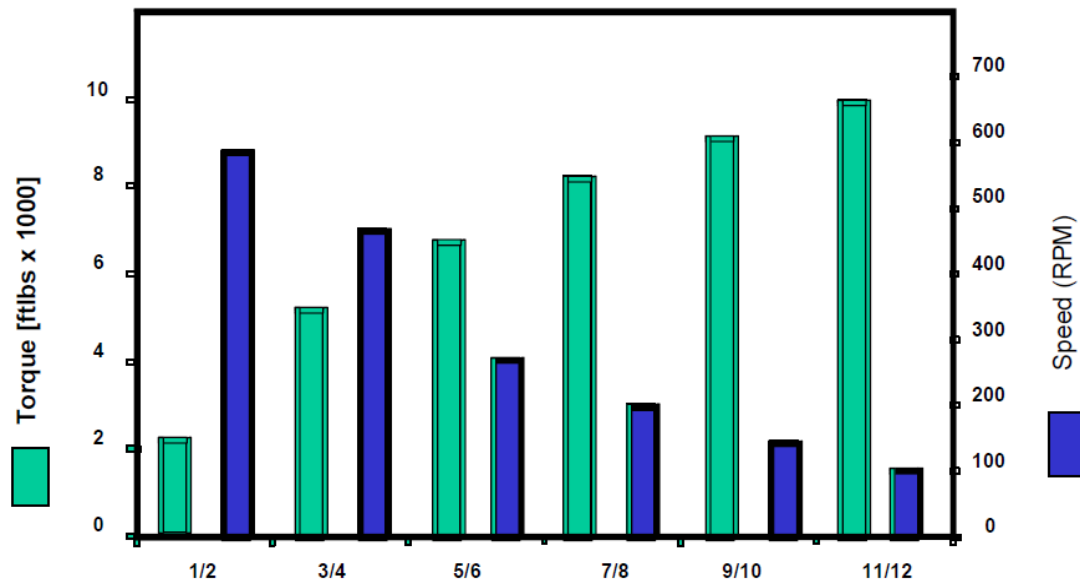


Figura.III.4.3 Velocidad de lóbulos Rotor/Estator.<sup>[6]</sup>

La potencia del motor es casi linealmente proporcional a la tasa de flujo y el torque es proporcional a la caída de presión generada. Esta relación de presión de entrada a torque de salida permite al perforador direccional detectar fácilmente condiciones anormales de operación que llevarían a que el motor se frene. Las turbinas también funcionan por medio del fluido de perforación, este pasa y choca internamente en las aletas de metal, haciendo que se cree una alta velocidad de rotación, mayor inclusive que la del motor de desplazamiento positivo.

Las turbinas tienden a ser más largas que un MDF y su velocidad es mucho mayor, generalmente cerca de 1.000 RPM lo que las hace ideales para correr mechas impregnadas con diamante natural para formaciones extremadamente duras. No usa estatores o material elastomérico, haciéndolas más resistentes a fluidos agresivos y a altas temperaturas. (Ver figura.III.4.4)

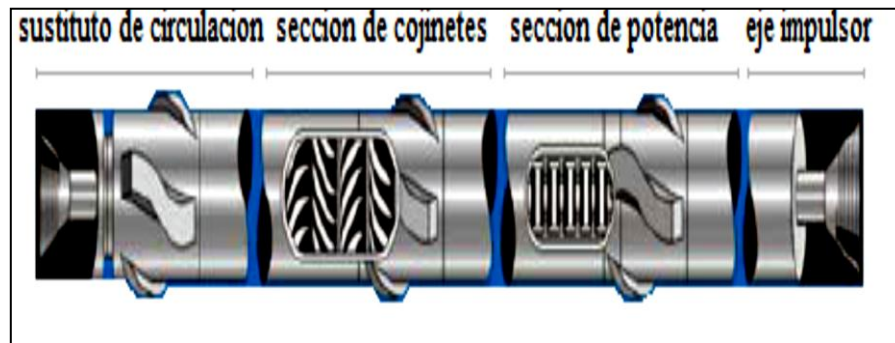


Figura.III.4.4 Motor de turbina.<sup>[3]</sup>

Para ambos casos (motor de desplazamiento positivo o turbina de fondo), se necesita tener una junta desviada de su eje axial o una camisa desviada cerca de la mecha y con uno o más estabilizadores, que permitan crear el ángulo de inclinación inicial y orientar el hoyo al objetivo planificado.

### III.4.3 LA SELECCIÓN DEL MOTOR.<sup>[8]</sup>

Cuatro configuraciones de motores de fondo proporcionan un ancho rango de velocidades de la mecha y de rendimientos del torque requerido, satisfaciendo una multitud de aplicaciones para perforar.

Las configuraciones incluyen:

- La Velocidad Alta / Torque Bajo
- La Velocidad Media / Torque Medio
- La Velocidad Baja / Torque Alto
- La Velocidad Baja / Torque Bajo

El motor de alta velocidad utiliza una configuración 1/2 lóbulo para producir altas velocidades y rendimientos de torque bajos. Ellos son las opciones populares al perforar con mechas de diamantes, las mechas tricónicas son usada para perforar formaciones suaves y en operaciones direccionales donde se esté empleando orientaciones de tiro sencillo (*single shot*).

El motor de velocidad media utiliza una configuración 4/5 lóbulo la cual genera una velocidad media y una eficiencia media de torque. Ellos normalmente se usan en los pozos direccionales y horizontales más convencionales, con mechas de diamante en aplicaciones para toma de núcleos, así como para desviar.

El motor de baja velocidad utiliza una configuración de 7/8 lóbulo para producir las velocidades bajas y los rendimientos de torque altos. Ellos se usan en pozos direccionales y horizontales, en los cuales se tiene formaciones con dureza que va de media a alta y se utilizan mechas PDC para perforar.

En la figura.III.4.5 se puede observar la eficiencia que presenta el motor según la geometría de lóbulos con la que se esté trabajando.

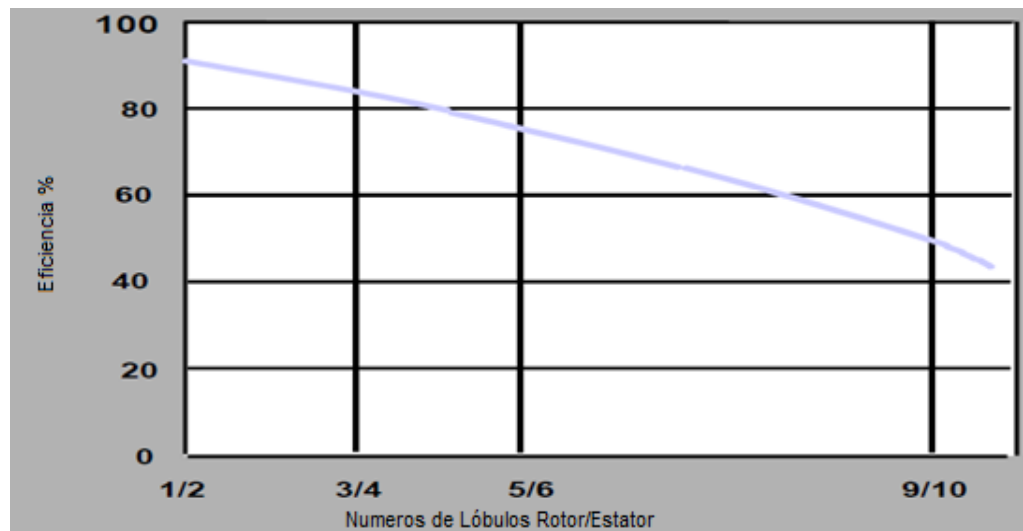


Figura.III.4.5 Eficiencia según la geometría del rotor/estator.<sup>[6]</sup>

Estos motores pueden ser modificados también para ampliar la gama de aplicaciones que ellos ofrecen, como por ejemplo:

La utilización de un dispositivo reductor de velocidad por engranaje *gear reduced*, en conjunto con un motor de configuración de 1/2 lóbulo en la

sección de poder de alta velocidad. Este sistema reduce la velocidad del rendimiento del 1/2 por un factor de tres, y aumenta el torque del rendimiento por un el factor de tres. El resultado es un motor con los rendimientos de la actuación similares a uno de velocidad baja, pero con algunos beneficios significantes. La configuración de 1/2 lóbulos en un motor es más eficaz en convertir el poder hidráulico al poder mecánico que en uno de multi lóbulo y también mantiene la velocidad de la mecha consistente cuando el peso es aplicado. Este motor puede usarse en los pozos direccionales y horizontales, formaciones duras y se pueden utilizar con mechas PDC.

#### III.4.4 TÉCNICAS DE PERFORACIÓN.

Geologías complejas, hacen que las operaciones de perforación busquen llegar al objetivo planeado empleando una combinación de técnicas las cuales sean las más apropiadas para cada sección del pozo, dependiendo de la configuración local de los estratos y operaciones direccionales se elige perforar en el modo de deslizamiento o en el modo rotacional con el fin de asegurar una perforación exitosa del pozo. La perforación direccional con motor direccional se logra en dos modos: rotación y deslizamiento.<sup>[3]</sup>

##### III.4.4.1. Técnica de deslizamiento.<sup>[3]</sup>

La perforación en el modo de deslizamiento se refiere a la perforación realizada con un motor o turbina accionado por el lodo de perforación, que hace rotar la mecha en el fondo del pozo sin hacer rotar la sarta de perforación desde la superficie. Se ejecuta donde sea necesario construir o descender el ángulo de inclinación en el pozo, para esto el motor se orienta rotando la sarta muy despacio utilizando las señales del MWD para determinar la posición de la cara de la herramienta deflectora (*toolface*) en alta (*high toolface*) o en baja (*low toolface*), una vez que se alcanza la orientación determinada, la sarta de perforación se desliza (avanza

perforando sin rotar la sarta). La combinación de estabilizadores y el codo genera una carga lateral en la mecha causando como resultado que se perfora en la dirección de la *toolface* o cara de la herramienta.

Si bien esta técnica ha funcionado en forma extraordinaria, se requiere una extrema precisión para orientar correctamente la sección curva del motor debido a la elasticidad torsional de la sarta de perforación.

Durante los periodos de perforación por deslizamiento la falta de rotación de la tubería disminuye la capacidad del fluido de perforación de remover los recortes de manera que se puede formar un colchón de recortes sobre el lado inferior del hoyo. Así mismo la tasa de penetración (ROP) óptima disminuye en comparación con métodos actuales de construcción de ángulo por lo que existe un mayor riesgo de pega de la tubería y se debe repasar varias veces el hoyo para lograr el ángulo deseado. (ver figura.III.4.6)



Figura III.4.6. Técnica de deslizamiento. [6]

#### III.4.4.2 Técnica de rotación. [3]

En la perforación en el modo rotacional existe una doble rotación la del motor de fondo o de la turbina y la de la mesa rotatoria o *top drive*. Esta rotación se ejecuta para mantener el ángulo de inclinación del pozo.

Esta existencia de dos canales de transmisión de energía al fondo (la energía mecánica del rotor al girar toda la sarta y la energía hidráulica de las bombas o compresores) transmite a la mecha una energía relativamente grande incrementando la tasa de perforación óptima, disminuyendo el peligro de pega de tubería, suspensión y apretadura.

Cuando se rota, el motor o turbina se comporta como un BHA rotatorio en donde la tendencia direccional está determinada por el diámetro y posición de los estabilizadores. Usualmente, el motor se configura para que perforo recto en el modo rotatorio aunque se puede configurar para tumbar ángulo o construir mientras se rota. Al aplicar esta técnica se debe tomar en cuenta que las desviaciones del pozo incrementan la flexión de la sarta de perforación en rotación y elevan el peligro de su ruptura, así como también se tiende a la formación de cavernas.

A pesar de estos problemas, la perforación direccional con motor de fondo ó turbina en el modo deslizamiento o rotacional sigue resultando efectiva en términos económicos, y por el momento, es el método de perforación más utilizado. En la figura.III.4.7 se puede observa la técnica de perforación en el modo de rotación.

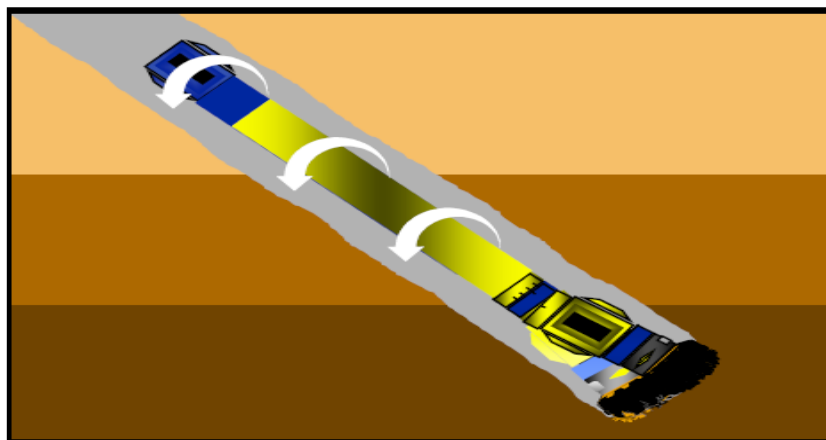


Figura.III.4.7. Técnica de rotación. [6]

**Capítulo IV****RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN****5. SISTEMA GEO NAVEGACIÓN ROTATORIA (RSS).<sup>[11]</sup>**

Un sistema rotativo orientable es una nueva forma de tecnología de perforación utilizado en la perforación direccional. Se emplea el uso de equipos especializados de fondo de pozo para remplazar a las herramientas convencionales de dirección.

Generalmente programados por el ingeniero MWD o perforador direccional que transmite comandos utilizando equipos de superficie (normalmente utilizando las fluctuaciones de presión en la columna del lodo). En otras palabras, una herramienta diseñada para perforar direccionalmente con rotación continua desde la superficie, eliminando la necesidad de deslizar un motor direccional.

El sistema RSS representa un enfoque completamente nuevo de la perforación de pozos petroleros, proporcionando velocidades de perforación sin precedentes y hasta un 20% de reducción en tiempos no productivos (*NPT o Non-productive times*).

El RSS dirige con precisión el pozo al rotar el ángulo de perforación mientras que la tasa de construcción y dirección de la herramienta puede ser ajustada cuando se perfora, haciendo que el sistema sea virtualmente invisible a la operación de perforación. El servicio del RSS proporciona direccionamiento



continuo en la mecha y evaluación de la formación en tiempo real para otorgar un cálculo exacto de la posición del pozo.

Esta tecnología está completamente integrada con sistemas LWD de administración de información de equipo para proporcionar un paquete completo de perforación y evaluación de la formación en tiempo real. Los sistemas RSS minimizan los comportamientos no constructivos de las mechas que son ocasionados por mechas de corte lateral de calibre corto. Además ayuda a incrementar la profundidad diaria perforada, elimina la forma de espiral del hoyo y mejora el control direccional, permitiendo una dirección más precisa del pozo mientras aumenta la eficiencia y la velocidad debido a la limpieza mejorada del hoyo, corridas de revestimiento más fáciles, menos viajes cortos y reducción del tiempo requerido para perforar un pozo.

Resumiendo, el servicio RSS es una tecnología de rotación dirigida que logra una perforación más rápida, sin deslizamiento (*sliding*), un verdadero control sobre la marcha, una mayor capacidad direccional y grandes ahorros en tiempo de equipo. (Ver figura.IV.5.1)

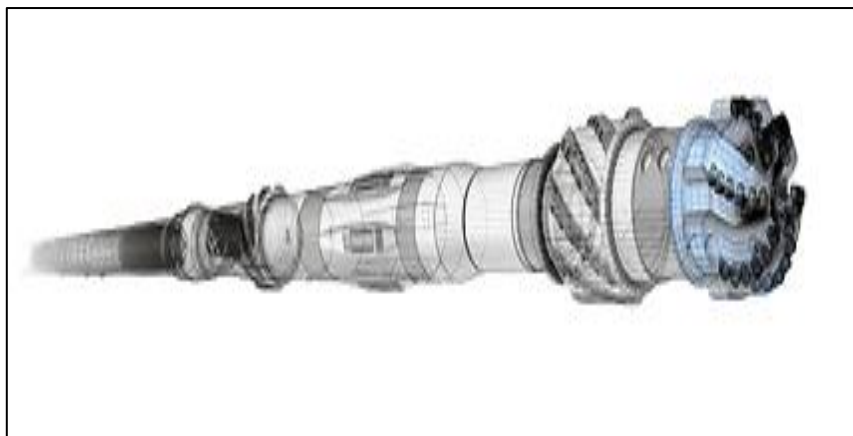


Figura.IV.5.1 Sistema rotativo direccional.<sup>[6]</sup>

**IV.5.1 APLICACIONES DEL RSS.**

Las principales aplicaciones para lo que fueron diseñados los sistemas RSS son:

- Perforaciones de pozos de largo alcance que se encuentran más allá de zonas accesibles.
- Tasa de Construcción de ángulos, entre 8° y 12° cada 100 pies.
- Aplicación del máximo peso sobre mecha para mantener las velocidades de penetración lo más elevadas posibles.
- Colocación precisa de los pozos con respecto a los límites del yacimiento.
- Refinación de modelos de yacimiento.

**IV.5.2 BENEFICIOS DEL RSS.**

- Reducción del número de viajes para cambio de BHA.
- Se reduce el tiempo de exposición de la formación con el fluido de perforación, por lo que disminuye el riesgo de inestabilidad del hoyo.
- Incremento de la tasa de penetración.
- Reducción del torque y el arrastre.
- Se requiere de poco tiempo para lograr la orientación del BHA.
- Se reduce el desgaste del revestidor.
- Mejor limpieza del hoyo.
- Se reduce el riesgo de pega diferencial.
- Acceso a reservas previamente consideradas económicamente marginales.
- Sorteó de riesgos de perforación.
- Cálculos de reservas más precisos.

### IV.5.3 CARACTERÍSTICAS.

- Mediciones direccionales únicas, altamente sensibles a los límites de fluidos y bordes de capas.
- Imágenes de 360° que indican el mejor direccionamiento.
- Medición de lecturas que predicen situaciones de riesgo y conducen a la toma de decisiones oportunas, esto debido a la adquisición de registros durante la perforación.

En resumen los sistemas RSS ofrecen:

- Advertencia temprana de la trayectoria y cambios de la formación en tiempo real.
- Sistema que puede perforar verticalmente, horizontalmente y geonavegar
- *Software* tridimensional que permite que la herramienta RSS mantenga automáticamente la trayectoria deseada del pozo y corregir cualquier tendencia de giro o cambios abruptos en la formación.
- Excelente control tanto en la dirección como en la tasa de construcción, para generar curvas constantes y suaves.
- Componentes internos aislados de los fluidos del pozo.
- Ayuda a reducir los viajes de la mecha.
- La capacidad inteligente de diagnóstico en el fondo del pozo permite una autocorrección y proporciona el estado de la herramienta al operador.

En la industria es importante destacar que para que existan una mayor eficiencia en la utilidad de las herramientas de perforación direccional es necesario detallar los tiempos de Perforación que posea cada herramienta o tecnología, con la finalidad de comparar cuales son las más destacadas para la planificación, evaluación y dar con el resultado de cual sería la más óptima.

#### IV.5.4 EVOLUCIÓN DE LA HERRAMIENTA RSS.<sup>[12]</sup>

Como se ha mencionado anteriormente, a finales de los años noventa y con la introducción de la herramienta desarrollada por Baker Hughes, los beneficios de los sistemas de geonavegación comenzaron a ser documentados. Sin embargo desde que se conoce la perforación direccional, el control de la dirección de manera rotatoria ha sido una práctica común. La técnica de deflexión del ensamblaje de fondo (BHA) y el control de inclinación para pozos ha evolucionado con el tiempo, esta evolución nació del uso continuo de motores de fondo y MWD con ángulo ajustable, pasando a un mayor control de la arquitectura de los pozos en tres dimensiones (3D) mediante el uso de la herramienta de rotación direccional RSS. Originalmente, los sistemas para el control de dirección utilizaban una sola medida magnética (*Magnetic single shot survey*) para determinar la posición de la mecha de perforación en el fondo, mientras que para la perforación, mantenimiento o caída del ángulo de inclinación del pozo se utilizaban cuñas de desviación (*whipstock*) y la técnica de los chorros (*jetting*) en conjunto con la rotación de la sarta de perforación.

Posteriormente, se utilizaron motores de fondo con equipos de estabilizadores para producir la desviación de la trayectoria del pozo. Las herramientas direccionales y las técnicas de posicionamiento alámbricos (*wireline*) permitieron determinar la posición de la mecha de perforación, previamente a la evolución de los sistemas MWD durante los años ochenta, cuando estos métodos alámbricos fueron eliminados de las operaciones de perforación direccional. Hoy en día, sistemas de curvaturas ajustables que permiten controlar la trayectoria en tiempos real a través de control remoto sin necesidad de cambiar la configuración del ensamblaje de fondo (*Bent sub ajustables*) y motores direccionales combinados con herramientas MWD, permiten la deflexión del BHA y la perforación rotatoria desde el punto

de arranque (*Kick off Point*) a la profundidad medida (MD) con un mejor control en 3D.

La deflexión y el control utilizando motores direccionales (rotando y deslizando) han demostrado ser extremadamente efectivas en casi todas las aplicaciones direccionales, sin embargo el beneficio obtenido en un hoyo construido de manera totalmente rotatoria, es mayor que el de un hoyo construido deslizando la sarta. Estos beneficios incluyen hoyos más suaves como el que se muestra en la figura.IV.5.2, comparada con los de motores de desplazamiento positivo lo que resulta en una mejor limpieza de hoyo y mayores tasas de penetración (ROP).

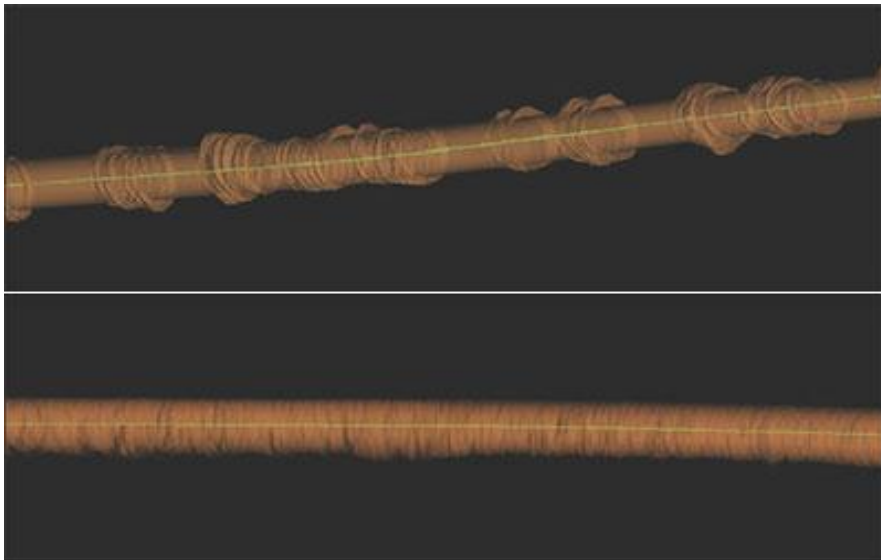


Figura.IV.5.2 Comparación entre la calidad de hoyo perforado en la parte superior de la imagen por un motor de fondo convencional y en la parte inferior de la imagen por la herramienta de geonavegación rotatoria (RSS).<sup>[10]</sup>

Durante su aparición en los años noventa, existía en aquel entonces herramientas para medición de presión mientras se perforaba PWD, (*Pressure While Drilling*), que confirmaba los problemas de limpieza de hoyo generados cuando se deslizaba la sarta utilizando motores de fondo, lo cual

es reducido mediante la rotación de la tubería. La aparición de estabilizadores rotatorios en 2D (controla solo la inclinación) en conjunto con las restricciones de uso de los motores direccionales, renovó a finales de los años ochenta el interés en perforar de manera rotatoria, especialmente con la aplicación de alto ángulo de inclinación y de alcance extendido. La eliminación del deslizamiento en los motores de fondo, a través del uso de estabilizadores 2D, es lograda efectivamente en la mayoría de los casos donde el control de la dirección no es crítico. Sin embargo, un control total en 3D (dirección e inclinación) de rotación no fue logrado hasta finales de los años noventa con la introducción de los RSS.

#### **IV.5.5. PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA GEONAVEGACIÓN ROTATORIA.**<sup>[12]</sup>

Estos motores actúan según una aplicación mecánica inversa del principio de Moineau<sup>[13]</sup>, en el cual un rotor helicoidal metálico gira dentro de un estator de goma también helicoidal, pero desfasado 180°, esto forman entonces cavidades entre las dos piezas que, progresan a lo largo del eje sin cambiar de volumen ni de forma.

El principio y funcionamiento radica en que el estator y el rotor no son concéntricos y el movimiento del rotor es combinado, primero en rotacional sobre su propio eje y segundo rotacional en dirección opuesta alrededor del eje del estator. La geometría del conjunto es tal que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator hasta la descarga por succión. De manera que se tiene un desplazamiento positivo en cavidades progresivas. (Véase figura.IV.5.3)

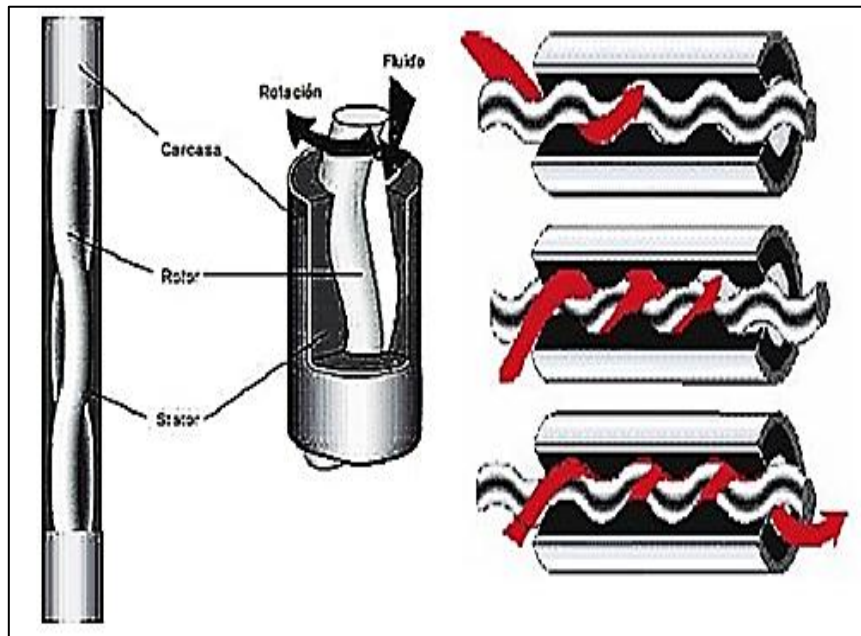


Figura.IV.5.3. Funcionamiento del principio de Moineau.<sup>[13]</sup>

La mayoría de los sistemas RSS requieren de una plataforma estable (apoyo) con la cual generar desalineación o fuerza sobre la pared del hoyo. Típicamente estas herramientas utilizan alguna forma instrumentada de carcasa no rotativa, que actúa como plataforma, donde se aplica la desalineación o fuerza. El término no rotativa, no significa necesariamente que la camisa externa nunca rote con la sarta de perforación, pero esta es acoplada y desacoplada para así prevenir la activación del mecanismo que produce el trabajo a una tasa igual a las revoluciones de la sarta. Estos mecanismos se caracterizan por ser denominados estáticos.

Principales características de las herramientas tipo RSS con camisa no rotativa y con guía de zapata hidráulica son mostrada en la figura.IV.5.4

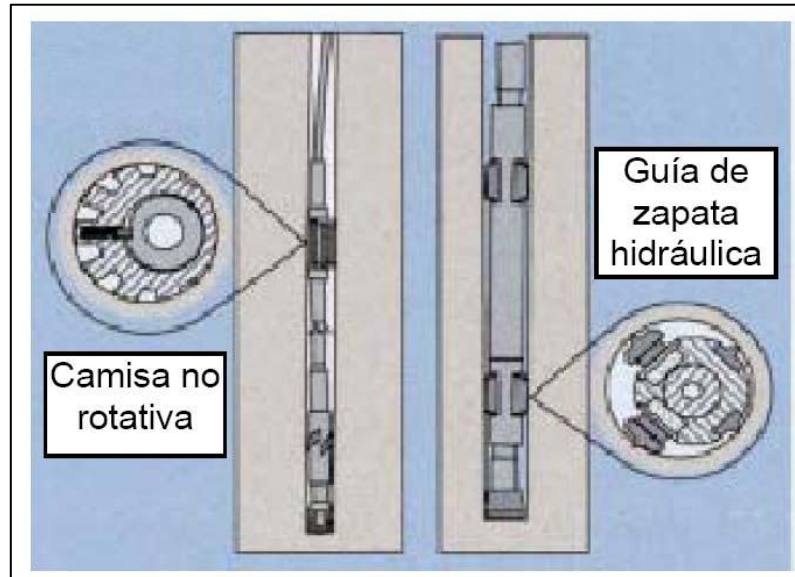


Figura IV.5.4 Principales características de las herramientas tipo RSS con camisa no rotativa y con guía de zapata hidráulica. <sup>[12]</sup>

Además la mayoría de los RSS-3D usan un paquete de acelerómetros que monitorean el comportamiento de la denominada plataforma, y de esta manera determinan correctamente la dirección vector fuerza aplicado que esta produce.

#### IV.5.6 TRANSMISIÓN DE DATOS DE LOS SISTEMAS RSS. <sup>[14]</sup>

Los RSS, han sido diseñados para adaptarse a cambios inesperados que puedan presentarse en la trayectoria del pozo de forma oportuna, con un mínimo impacto en las operaciones de perforación. Estos sistemas, están provistos de sensores los cuales de forma automática pueden guiar la herramienta a lo largo de un recorrido bien planificado, adicionalmente permiten la comunicación bidireccional entre los operadores de superficie y el fondo de pozo, logrando así ajustar los parámetros del sistema y del recorrido sin necesidad de interrumpir el proceso de perforación.



La telemetría en los RSS constituye un sistema de medición, transmisión y recepción de información a distancia. La medición de datos se realiza a través de sensores o transductores que se codifican para transmitir, a la estación receptora. La información obtenida a través de los sistemas de telemetría es diversa y se pueden mencionar datos de velocidad, presión, temperatura, intensidad de flujo, etc. Las terminales receptoras para telemetría son estaciones fijas o móviles que incluyen receptores, grabadores y equipo adecuado para el análisis y despliegue de datos.

Los datos obtenidos pueden transmitirse en formato análogo o digital, a un sistema de telemetría que consta de un sensor de medición, un codificador que permite llevar las lecturas del sensor a impulsos eléctricos y un radio transmisor modulado con una antena.

Estos sistemas ofrecen dos opciones para la obtención de datos del fondo del pozo. La primera opción utiliza una sección de poder conectada por cable que permite la comunicación directa entre los sensores LWD y el RSS. Una segunda opción inalámbrica está basada en dos sistemas de pulsos de lodos, que permiten la transmisión directa de datos del LWD y el RSS, adicionalmente estos sistemas utilizan emisión de pulsos independientes que funcionan simultáneamente.

En la figura.IV.5.5 se observa la transmisión de datos, en la parte izquierda por conexión por cable y en la parte derecha de la imagen la transmisión por conexiones inalámbricas

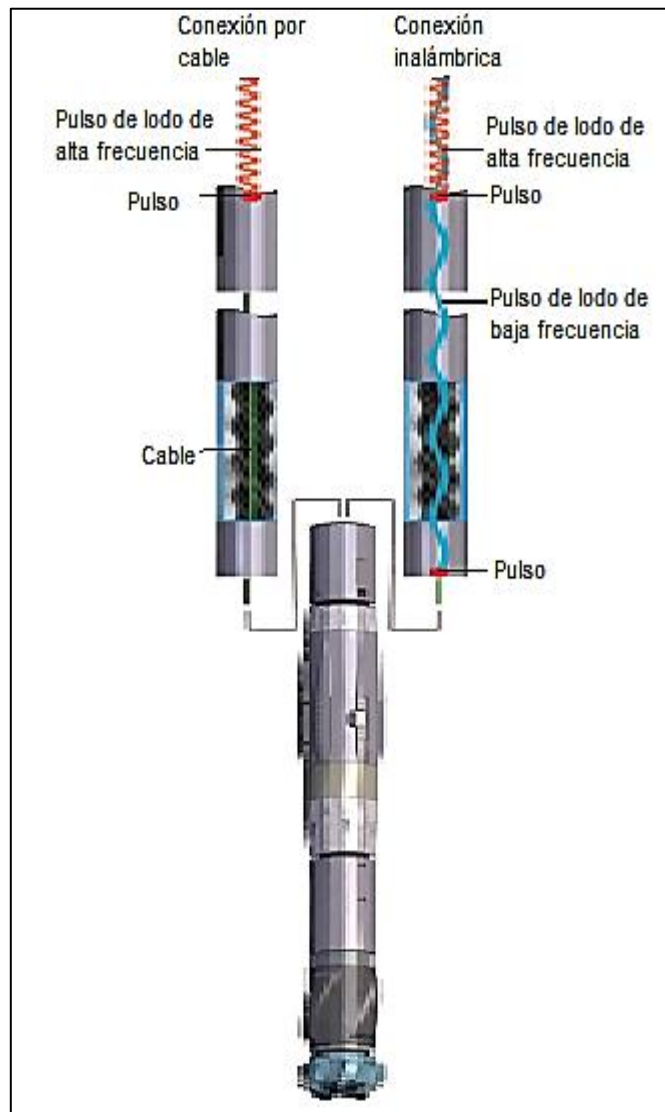


Figura.IV.5.5 Configuración del sistema de telemetría, por conexiones por cables e inalámbricas. <sup>[6]</sup>

A través del envío de comandos desde superficie a estos pulsos de lodos, se pueden dar órdenes de perforación, y así, el sistema puede mantener el curso o cambiar la trayectoria de ser necesario sin tener interrupciones del proceso de perforación. Esta comunicación bidireccional permite que la transmisión de datos provenientes de los sensores sean recibidos por los LWD y estos a su vez envíen la información a superficie para su posterior

descodificación y viceversa (ver figura.IV.5.6). Los comandos pueden transmitir señales de control al RSS en cuestión de segundos verificando la instrucción de control completa en menos de un minuto.

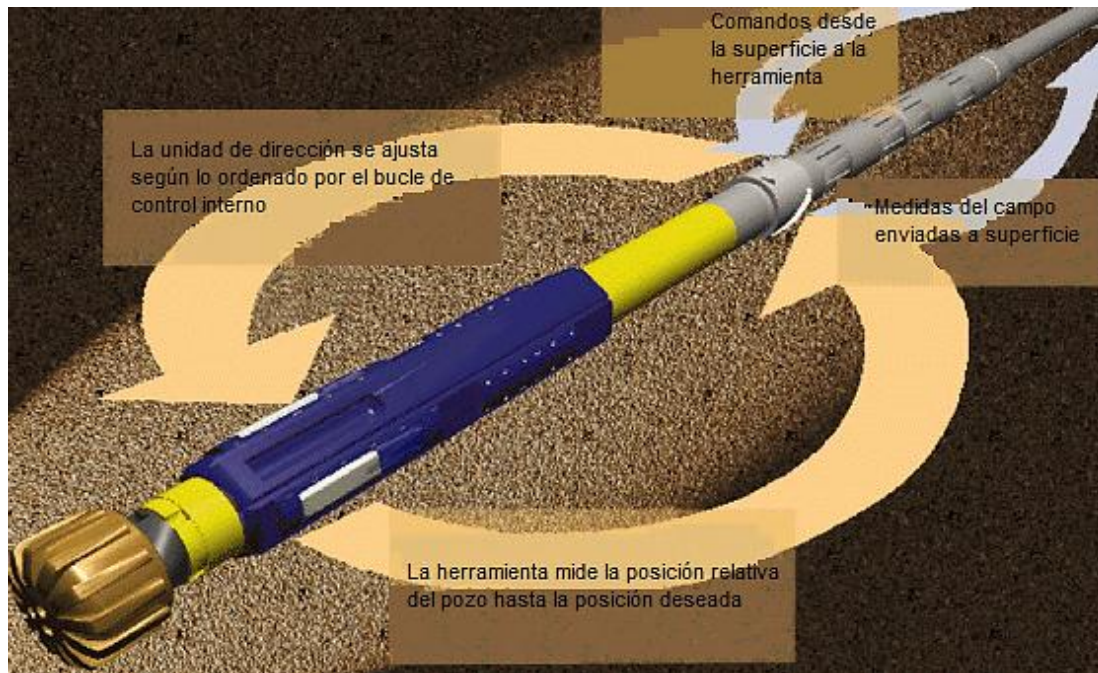


Figura.IV.5.6 Esquema de transmisión de datos. [6]

Los datos adquiridos por sensores como el MWD / LWD en el fondo del pozo pueden ser transmitidos a la superficie en tiempo real ya sea por conexión por cable o inalámbrica o registrados en la memoria de la herramienta, los cuales se recuperaran en la superficie después de realizar cada viaje.

El sistema de telemetría por pulsos de lodo utiliza para su funcionamiento una barra no magnética en la que se sitúa una sonda electrónica equipada con sensores que miden los diferentes parámetros codificados en sistema binario que luego son enviados a superficie a través del lodo mediante una onda continua de pulsos de presión.

La telemetría cuenta con dos sistemas de pulso de lodos para lograr la comunicación entre el fondo del pozo y la superficie como lo son:

- Pulso de lodo negativo.
- Pulso de lodo positivo.

**IV.5.6.1. Sistemas de telemetría de pulso de lodo negativo.**

El diseño simple del pulso basa su funcionamiento en el movimiento de una válvula que libera momentáneamente fluido desde el interior de la sarta de perforación hacia el anular, creando una caída de presión la cual se propaga hacia la superficie como un pulso negativo (Ver figura.IV.5.7 )

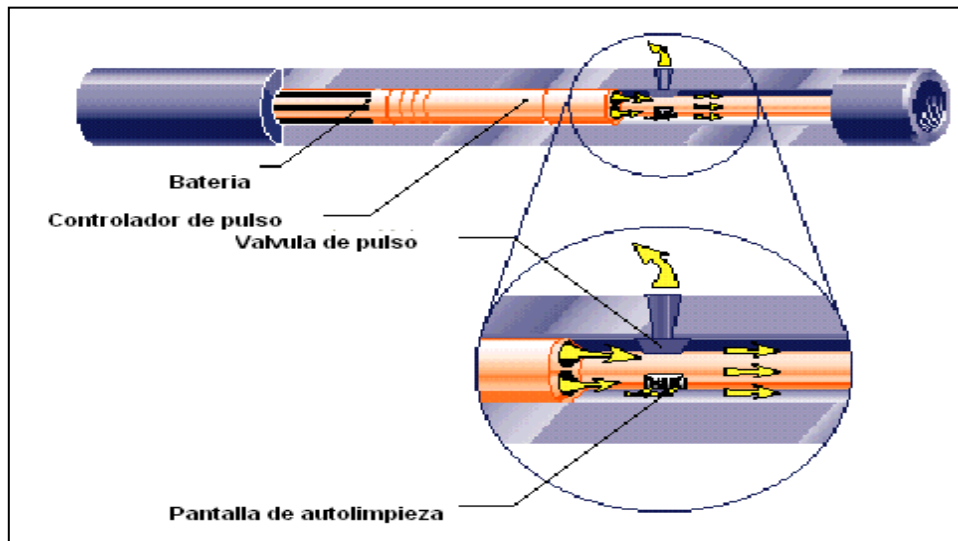


Figura.IV.5.7 configuración del pulso negativo. <sup>[14]</sup>

En la figura.IV.5.8 se puede observar a la izquierda el flujo de fluido con el cabezal abierto y a la derecha con el cabezal cerrado

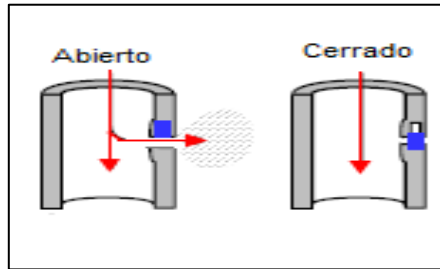


Figura.IV.5.8 Flujo de fluido en pulsos negativos. <sup>[6]</sup>

La amplitud de la señal de pulso negativo es función del diferencial de la presión (350- 3700 psi) existente entre la sarta de perforación y el anular. El sensor se coloca sobre la herramienta LWD y utiliza una batería de litio.

**IV.5.6.2 Sistemas de telemetría de pulsos de lodo positivo.**

Este sistema se fundamenta en la generación de un incremento de presión en la columna de lodo extendiendo hidráulicamente un cabezal hacia un orificio, generando una restricción momentánea al flujo de lodo (ver figura.IV.5.9). La presión positiva resultante es detectada en la superficie por un transductor de presión en la línea de flujo, ubicado cerca de la tubería. Cada pulso de presión es decodificado como un bit binario de información. Dependiendo del tamaño de la herramienta esta se montará en una barra no magnética.

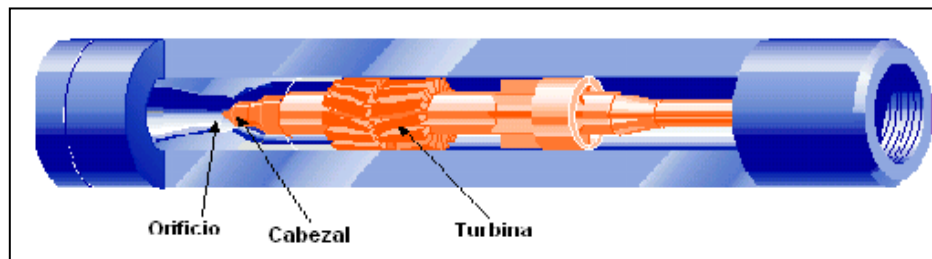


Figura.IV.5.9 Configuración para pulsos positivos. <sup>[14]</sup>

En la figura.IV.5.10 se puede observar a la izquierda el flujo de fluido con el cabezal abierto y a la derecha con el cabezal cerrado

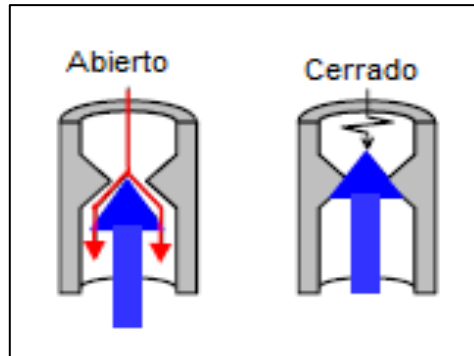


Figura.IV.5.10 Flujo de fluidos en pulsos positivos.<sup>[6]</sup>

Las comunicaciones entre la superficie y el fondo son provistas por el fluido de perforación. Los datos se obtienen entre las conexiones de tuberías, antes o después de ellas, circulando las bombas y sosteniendo la tubería por unos segundos con las bombas encendidas. También pueden ser tomados con las bombas apagadas y retransmitirse cuando se restablece la circulación (Ver figura.IV.5.11)

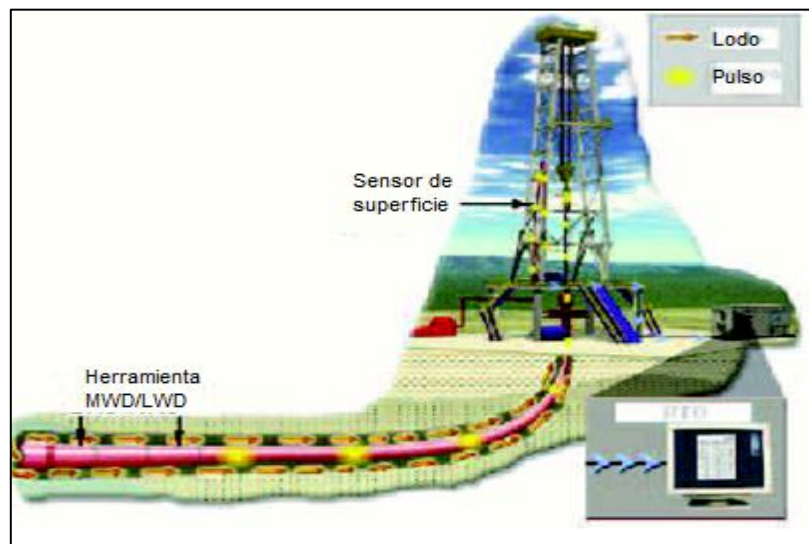


Figura.IV.5.11 Sistema de Telemetría por Pulsos de Lodo.<sup>[14]</sup>

Los diámetros comercialmente conocidos son de 6", 8" y 9 ½" para una alta tasa de datos de 5 bit. El diseño simple del pulsador emplea una parte movable en una válvula deslizante de asiento y tapón. Durante 100 milisegundos la válvula se abre para cada pulso, en este tiempo se pueden quedar restos del lodo en la pantalla de la válvula. Sin embargo, una vez que la válvula se cierra el flujo de lodo lava la parte sucia.

El pulsador negativo se coloca al tope de la herramienta LWD para alcanzar el mínimo espaciamiento entre el sensor y la mecha. Adicionalmente se utiliza un dispositivo denominado *Float Sub* encima del pulsador para prevenir que el flujo regrese a través de la válvula mientras se hacen los viajes. Se utiliza varios sensores para detectar la circulación y activar el pulsador.

El sistema puede ser programado con dos formatos de datos, el operador puede manipular los parámetros del contenido de cada formato en cada cambio de sección. Uno de los formatos puede contener actualizaciones frecuentes de la cara de la herramienta para el modo perforando o deslizando y el otro de los formatos puede permitir más actualizaciones en la evaluación de formaciones al pasar zonas de interés.

Cuando se perfora con aire, espuma ó cualquier fluido de perforación compresible, donde los pulsos de lodo no se pueden utilizar, empresas como Weatherford utilizan impulsos electromagnéticos de telemetría para transmitir datos al LWD y al RSS en tiempos real. Esta transmisión continua de datos se realiza de forma independiente de cualquier operación de perforación debido a que el sistema LWD funciona con baterías, permitiendo de esta manera, adquirir registros de fondo de pozo, sin necesidad de bombas en superficie para tal motivo.

#### IV.5.7. TECNOLOGÍA UTILIZADA POR LOS SISTEMAS DE ROTACIÓN DIRECCIONAL RSS. <sup>[11-31]</sup>

Los sistemas RSS cuentan con dos tecnologías para generar la deflexión como los son los modos *Push the Bit* y *Point the Bit*, los mismos una vez que la carcasa se encuentra estable o suficientemente estable para determinar su orientación, emplean una fuerza que es aplicada para deflactar la mecha de perforación en la dirección deseada. Esto es seguido por la aplicación de una fuerza (algunas veces curvada) al mandril o eje conectado a la mecha de perforación. Varias herramientas utilizan pistones o brazos (*pads*) que son forzados dentro o fuera de la carcasa para producir la fuerza de deflexión.

##### IV.5.7.1 Sistemas *Point the Bit*. <sup>[11-31]</sup>

Es un sistema que consiste en aplicar una fuerza, generada dentro de la herramienta, que permite modificar la dirección de la mecha en la trayectoria deseada (posee un eje interior que produce la desviación en la trayectoria de la mecha), esto se realiza rotando la sarta de perforación logrando dirigir con precisión el pozo en el recorrido planeado. <sup>[11-31]</sup> (Ver figura.IV.5.12)

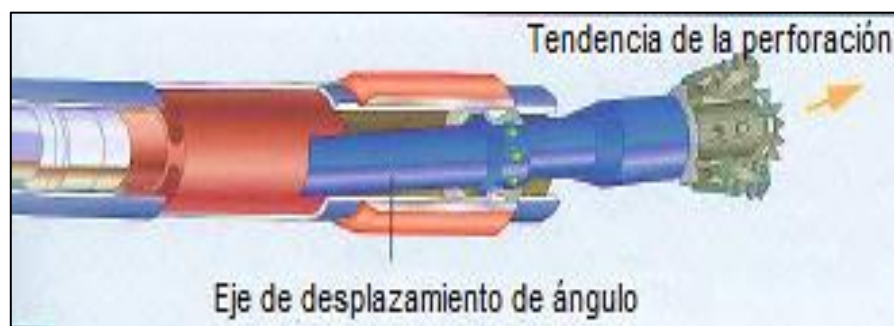


Figura.IV.5.12 Sistema *Point the Bit*.<sup>[23]</sup>

Estas herramientas utilizan fuerzas internas (*internal deflector*) para flexionar el mandril, o también pueden aplicar un peso excéntrico (*eccentric weight*)



dentro de la carcasa para mantener el eje de la mecha, señalando la dirección en que se encuentra activada la mecha en la carcasa. Este sistemas no poseen una camisa de acoplamiento con un mandril interno y raramente poseen una actuación rápida electromecánica, que mantenga el vector fuerza en sincronización con la rotación de la sarta. Sin embargo, no es sorprendente que esta herramienta sea de alta inversión y costo por corridas, además de sufrir problemas de mantenimiento y de vida útil. Estos sistemas se denominan o caracterizan como dinámicos.<sup>[11-31]</sup> (ver figura.IV.5.13)

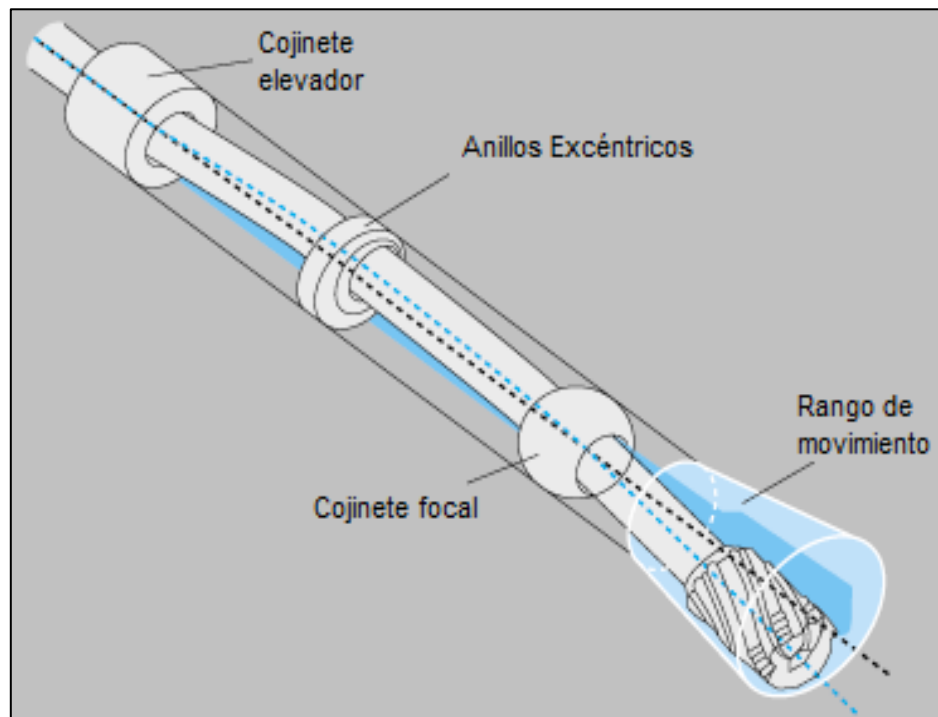


Figura.IV.5.13 Partes del sistema rotativo direccional modo *Point the Bit*.<sup>[21]</sup>

El sistema *Point the Bit* ha sido desarrollado principalmente por *Sperry Drilling Service de Halliburton* en su serie *Geo-Pilot™* y están compuestos por un eje sostenido por dos cojinetes o soportes dentro de un alojamiento exterior que mide aproximadamente 18 pies de longitud. Los sellos rotatorios, en cada extremo, encierran la herramienta completamente<sup>[11-31]</sup>. La parte superior de la herramienta es conectada en la forma convencional por medio

de la tubería de perforación hasta el *top drive* y así la energía rotatoria es transmitida a la mecha de perforación. El alojamiento exterior de la herramienta tiene libertad de movimiento hacia la parte inferior del hoyo (axialmente) pero es restringido para rotar debido al estabilizador de referencia en el extremo superior del alojamiento. Este estabilizador tiene tres juegos de cilindros con un espacio entre ellos que brinda una sobre medida en las secciones del hoyo. El alojamiento, de hecho, rota en la misma dirección que la mecha. Todo esto es necesario para que la razón de revoluciones por minutos (RPM) entre la mecha y el alojamiento no exceda el límite fijado en la operación de perforación.

Este sistema es el único que usa mechas de calibre extendido para compensar los estabilizadores que están cerca de la mecha. Como resultado, ésta provee un pozo más suave, minimizando el efecto de espiral y tortuosidad en el hoyo por la ausencia de vibraciones en la mecha.

El eje en rotación es transportado por dos cojinetes o soportes dentro del alojamiento. El soporte superior es diseñado para prevenir el doblaje encima de éste; el alojamiento inferior es del tipo de contacto angular. Entre los dos hay una unidad de inclinación que desvía el eje. (Véase figura.IV.5.14)

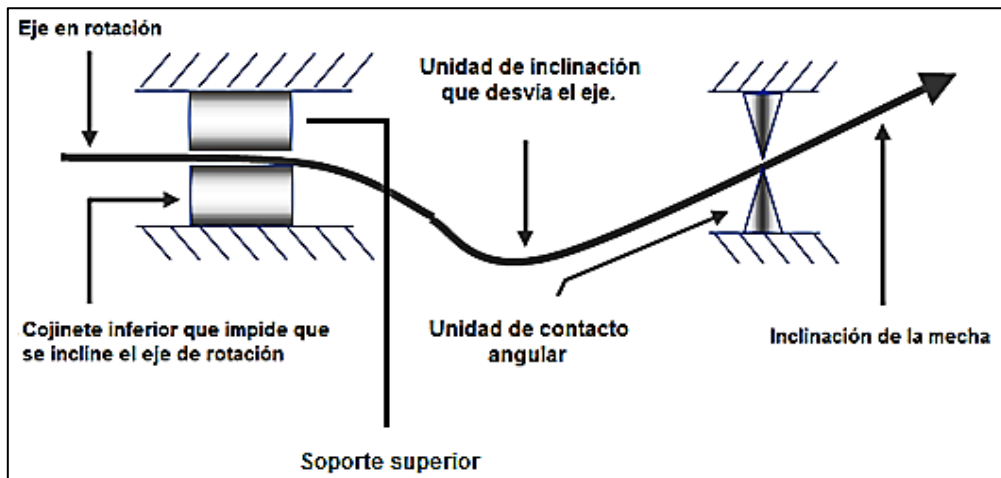


Figura IV.5.14. Unidad de inclinación de los sistemas *Point the Bit*.<sup>[3]</sup>

El corazón de esta unidad de inclinación son dos anillos excéntricos rotatorios, asentados uno dentro del otro como se muestra en la figura.IV.5.15. Cuando las excentricidades de los anillos están opuestas, el eje se mantiene recto. Cuando las excentricidades están rotando, el eje puede ser doblado de cualquier magnitud a su máxima capacidad, y a cualquier dirección (cara de la herramienta o *toolface*).<sup>[11-31]</sup>

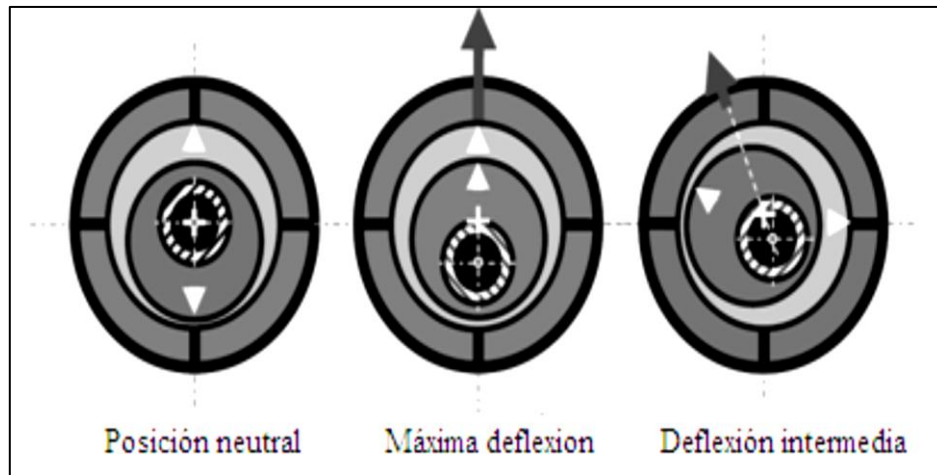


Figura.IV.5.15 Anillos excéntricos rotatorios de la unidad de inclinación *Point the Bit*.<sup>[3]</sup>

Los sistemas *Point the Bit* son controlados desde superficie por medios de comandos de pulso negativos enviados a través del servicio de enlace descendente de la herramienta. La unidad es controlada por una computadora en superficie manejada por un operador que codifica en comando las ordenes dada y estas son transmitidas a la herramienta en el fondo por medio de una series de pulsos negativos a través del lodo. Los comandos se envían y confirman en el transcurso de 90 segundos promedio, mientras se perfora, aun a 30000 pies y simultáneamente con la transmisión de datos del LWD.

Las capacidades de este modo son las siguientes:<sup>[11-31]</sup>

- Una advertencia temprana de la trayectoria y los cambios de la formación en tiempo real.
- Un sistema que puede perforar verticalmente; *Kick off Point* de la vertical, construir tumbar, aterrizar horizontalmente y geonavegar completamente, todo esto llevado a cabo sin viajes para cambios de BHA, estabilización o reprogramación requerida.
- Posee un *Software* de control crucero tridimensional que permite que la herramienta mantenga automáticamente la trayectoria deseada del pozo y corregir cualquier tendencia de giro o cambios abruptos en la formación.
- Excelente control tanto en la dirección como en la tasa de construcción, eliminando completamente las secuencias orientado/no orientado para generar curvas constantes y suaves, minimizando la tortuosidad.

**IV.5.7.2 Sistema *Push the Bit.*** <sup>[11-31]</sup>

Este es un sistema que consiste en aplicar una fuerza lateral de empuje sobre la pared del pozo para lograr dirigir la mecha en la dirección deseada, esta carga se aplica a un solo lado desviando la trayectoria lateralmente en una dirección controlada mientras toda la sarta de perforación gira como se muestra en la figura.IV.5.16.

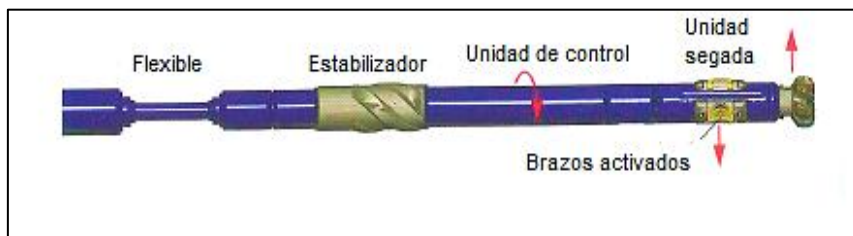


Figura.IV.5.16. Sistema *Push the Bit.*<sup>[23]</sup>

Este mecanismo consta de dos elementos principales: el primer elemento contiene los componentes mecánicos (estabilizadores no rotativos con

brazos ajustable), que aplican una fuerza lateral sobre la pared del hoyo, produciendo una fuerza opuesta a la dirección de perforación normal empujando a la mecha de perforación. Esto puede ser utilizado para producir ajustes de dirección en tres dimensiones. Para obtener un efecto de empuje debido la fuerza lateral aplicada, se necesitan formaciones con una mínima resistencia, soportando el empuje de los brazos y evitando la erosión del hoyo, es decir, se requieren formaciones consolidadas con una resistencia determinada para el uso de estas herramientas. El segundo elemento consiste en los sistemas de controles electrónicos y sensores, los cuales incluyen MWD o LWD; esta unidad de control es independiente de la velocidad de rotación externa <sup>[11-31]</sup>

Los dispositivos tipo *Push the Bit* con camisas no rotativas se presentan en configuraciones de tres o cuatro brazos (*pads*); también se pueden encontrar en el mercado los que utilizan brazos deflectores pero con camisa rotativa; estas herramientas son consideradas de tipo dinámico y están construidas sobre motores de fondo. En este caso la fuerza lateral es aplicada de forma dinámica en conjunto con la rotación de la sarta de perforación. <sup>[11-31]</sup> (Ver Figura.IV.5.17 y figura.IV.5.18)

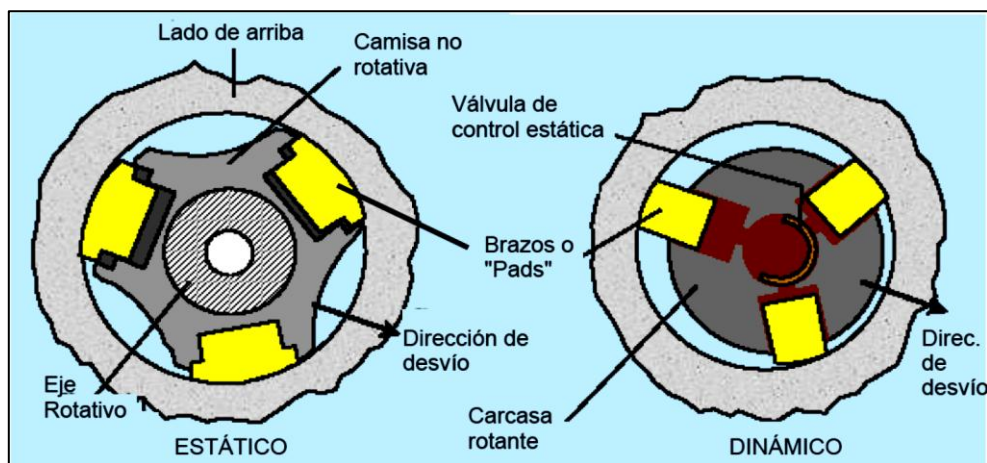


Figura IV.5.17 Principales características de las herramientas tipos RSS con camisas no rotantes y rotantes, que actúan en modo estático o dinámico. <sup>[12]</sup>

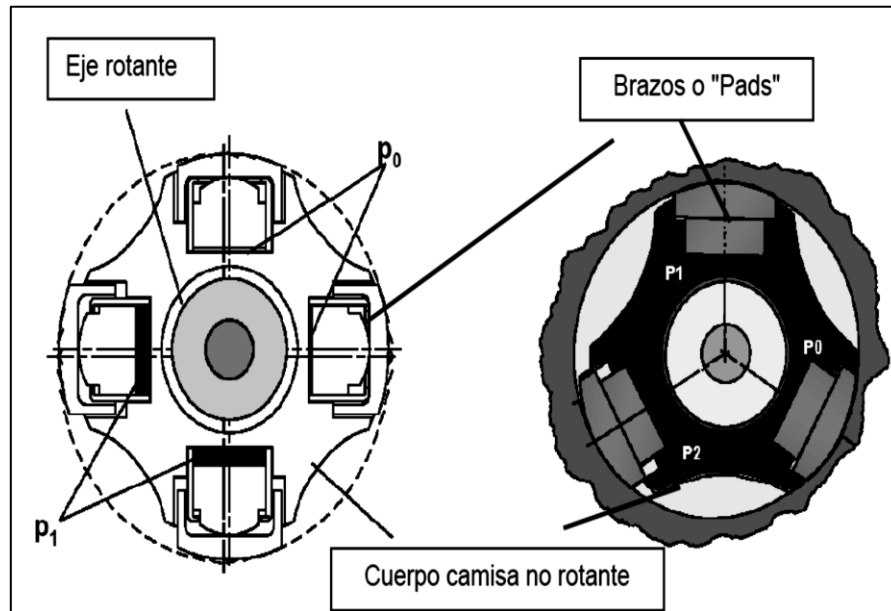


Figura IV.5.18 Principales características de la herramienta tipo *Push the Bit* (RSS) con camisas no rotativas que presentan dos configuraciones: tres *pads* (derecha) y cuatro *pads* (izquierda), que actúan en modo estático o dinámico.<sup>[12]</sup>

Por otro lado, existe otro mecanismo para producir el empuje de la mecha de perforación; este es el denominado *Bottom deflector*. Esta herramienta está constituida por una camisa excéntrica con tres apoyos de igual geometría y mediante el posicionamiento de una pieza interna ajustable, se logra producir en fondo una deflexión cercana a la mecha de perforación. Mediante la combinación de la posición de la camisa y el dispositivo interno se logra tener control de dirección e inclinación del pozo, permitiendo realizar el control direccional del mismo en 3D.<sup>[11-31]</sup> (Ver figura IV.5.19)

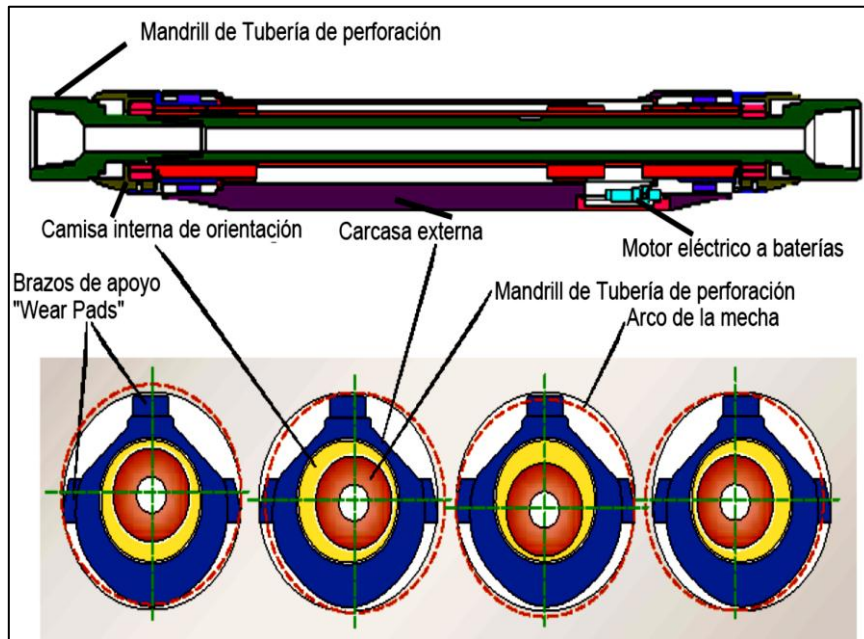


Figura IV.5.19 Representación esquemática de una herramienta tipo RSS con deflector de fondo y camisa excéntrica.<sup>[12]</sup>

Los sistema dirigibles rotatorios *Push the Bit* han sido desarrollados principalmente por la empresa Baker Hughes en su serie *AutoTrack™*, así mismo por la empresa Schlumberger en todas sus series *Power Drive*<sup>[11-31]</sup>.

En general estos sistema consta de un conjunto de tres brazos externos, articuladas que se abren y cierran haciendo contacto con la formación en el punto adecuado en cada rotación, para empujar la mecha en la trayectoria planeada como se muestra en la figura.IV.5.20; Los brazos son impulsados en forma secuencial por la diferencia de presión de lodo existente entre el interior y el exterior de una válvula de tres vías de disco rotativo.

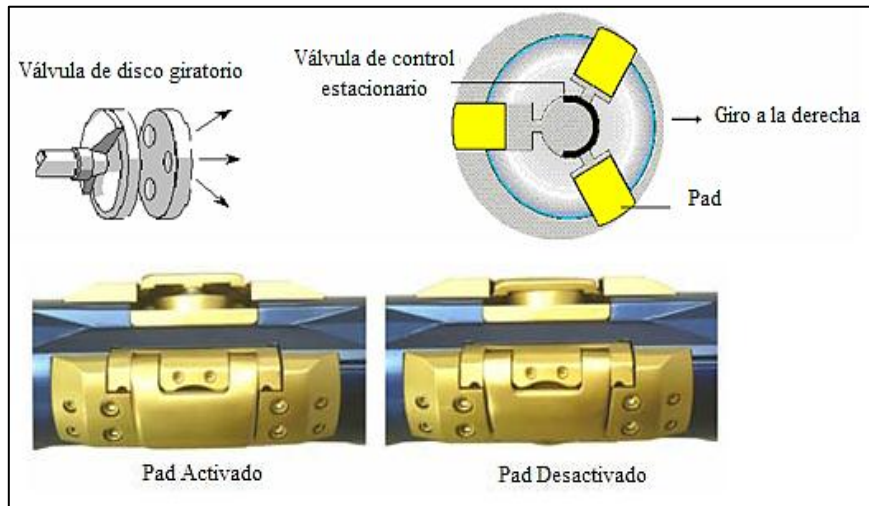


Figura.IV.5.20. Componentes del sistema "Push the Bit."<sup>[23]</sup>

Estos mecanismos (como por ejemplo el *Power Drive*) son sistemas compactos y poco complicados desde el punto de vista mecánico, que comprende una unidad segada y una unidad de control que agregan solo 3,8m (12½ pies) a la longitud total del BHA. La unidad segada, ubicada directamente detrás de la mecha, aplica una fuerza sobre la mecha en una dirección controlada mientras toda la columna gira. La unidad de control, se encuentra detrás de la unidad segada, y contiene los dispositivos electrónicos, sensores, y un mecanismo de control que proporcionan la magnitud y la dirección promedio de las cargas del lodo de la mecha, necesarias para alcanzar la trayectoria deseada.<sup>[23]</sup> (Ver figura IV.5.21)

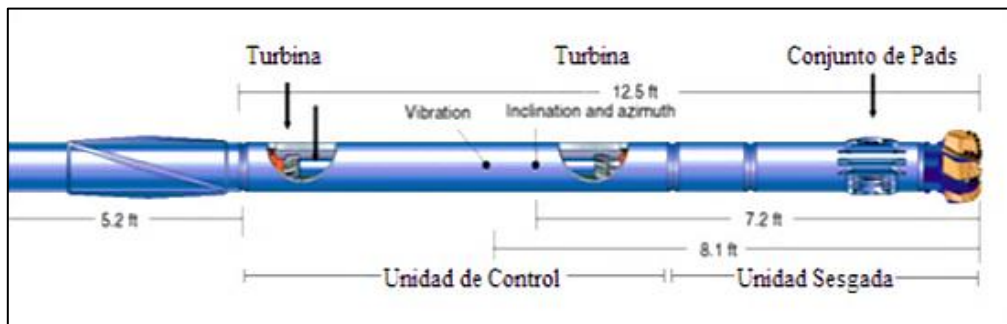


Figura IV.5.21. Sistema rotativo direccional modo *Push the Bit*.<sup>[23]</sup>



La válvula de tres vías de disco giratorio localizada en la unidad segada, acciona los brazos al dirigir el lodo en forma sucesiva a la cámara del pistón de cada brazo, a medida que rota para alinearse con el punto de empuje deseado en el pozo, que es el punto opuesto a la trayectoria deseada. Una vez que el brazo pasa el punto de empuje, la válvula rotativa corta el suministro de lodo y el mismo se escapa a través de una compuerta especial diseñada para la filtración del lodo. Cada brazo se extiende no más de un 1 cm durante cada revolución de la unidad segada. Un eje conecta la válvula rotativa con la unidad de control para regular la posición del punto de empuje. Si el ángulo del eje se encuentra geoestacionario con respecto a la roca, la mecha será empujada constantemente en una dirección, que es la dirección opuesta al punto de empuje. Si no se necesita modificar la dirección, el sistema se opera en un modo neutral, donde cada brazo se extiende de a uno por vez, de manera que los brazos empujen en todas las direcciones y sus movimientos se cancelan entre sí. [23]

En la figura.IV.5.22 podemos observar el desplazamiento del centro del BHA cuando se extienden una o dos aletas en una pared rígida.

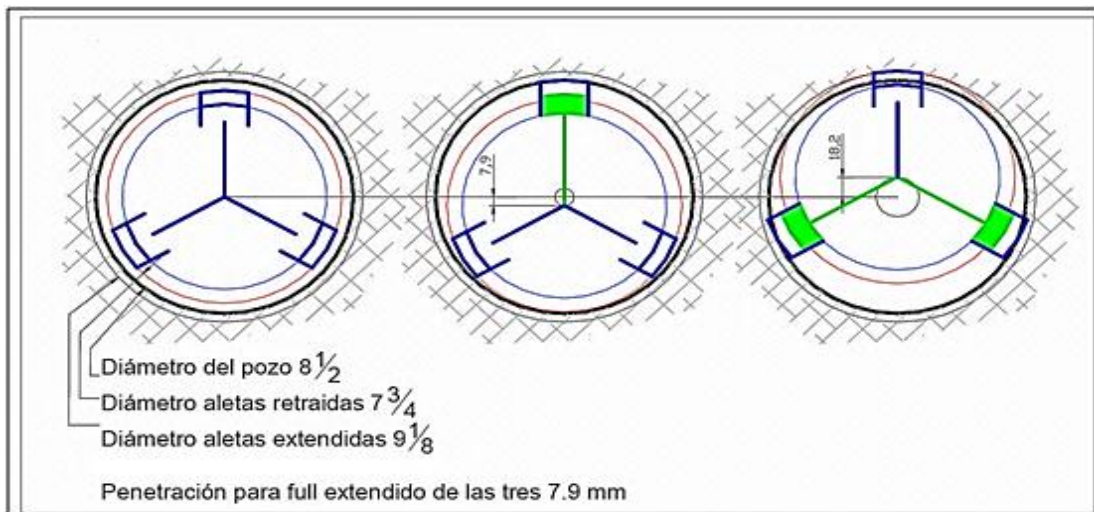


Figura IV.5.22 Sistema de control de tres aletas. Desplazamiento de las aletas. [8]

La unidad de control mantiene la posición angular propia del eje de impulso relativo a la formación. Esta unidad de control se encuentra montada sobre cojinetes que le permiten rotar libremente alrededor del eje de la sarta de perforación, y por medio de su propio sistema de activación, se puede dirigir a la unidad de control para que mantenga un ángulo de giro determinado, o un ángulo de orientación de la herramienta con respecto a la roca de formación. Los sensores del acelerómetro y magnetómetro de tres ejes proporcionan información relativa a la inclinación y al azimut de la mecha. Además de la posición angular del eje de impulso. <sup>[23]</sup>

Las capacidades del modo *Push The Bit* son las siguientes: <sup>[10-31]</sup>

- Opción automática para mantener la inclinación del pozo en secciones tangenciales y horizontales.
- Reprogramación durante la perforación mediante el envío de comandos, con variaciones de galoneos.
- Opción de medición de GR (Rayos Gamma) cerca de la mecha
- Sistemas electrónicos confiables basados en las herramientas MWD
- Opera en temperaturas de hasta de 150 °C

Si bien estas herramientas han mejorado notablemente la calidad de la perforación en la dirección de la trayectoria fijada, el costo del uso de estas, es sumamente elevado en comparación con el uso de las herramientas deflectoras convencionales en una relación de cuatro a uno, siendo necesario un análisis técnico detenido para determinar si su empleo es beneficioso para el proyecto.

#### **IV.5.7.3 Geometría de los RSS con sistemas *Point* y *Push the Bit*.** <sup>[31]</sup>

La posición del sistema RSS, con respecto a la perforación define el curso de la dirección y por lo tanto la geometría de la perforación que proyecta al

pozo. En primer lugar, en esta sección se analiza la predicción basada en DLS (*Dog Leg Severity*) sencilla de dos puntos de contacto y de tres puntos de contacto en el modo *Push the Bit*. La segunda mitad de la sección explica la capacidad de DLS y la fuerza lateral en la mecha en el modo *Point the Bit*.

**IV.5.7.3.1 Geometría en el sistema *Push the Bit*.** <sup>[31]</sup>

La geometría ocurre dependiendo de los puntos de contacto que se obtengan al momento de la perforación, se dice que se tienen dos puntos de contacto entre la formación y el RSS cuando los cojinetes o brazos se extienden empujando contra la formación para obtener el desplazamiento deseado, esto hace que el centro de la herramienta se aleje del centro del pozo. (Ver figura IV.5.23)

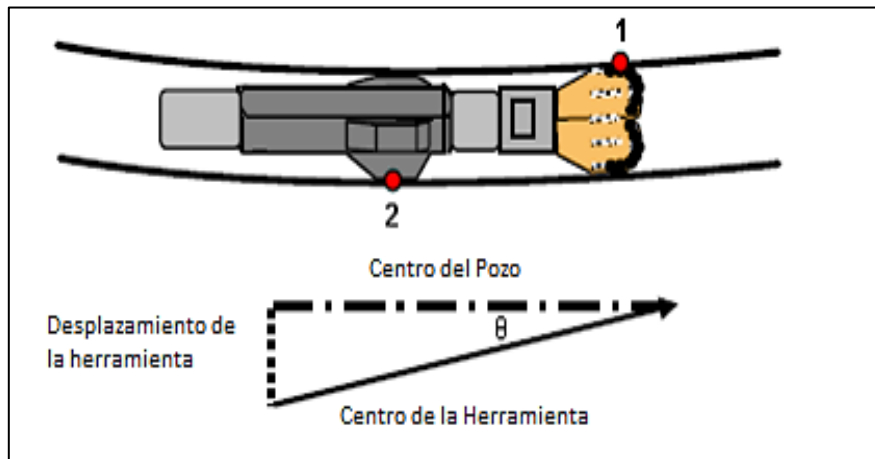


Figura.IV.5.23. Aplicación en dos pto. de contacto, modo *Push the Bit*.<sup>[31]</sup>

En el cual el ángulo de desviación del pozo es  $\theta$ , y los puntos 1 y 2 son los puntos de contacto de la mecha y los brazos respectivamente. De una manera similar ocurre para el método de tres puntos de contacto. En este modelo, la geometría del ensamblaje de fondo del RSS (entre la mecha y el estabilizador) se considera como una limitación máxima de DLS. En altas DLS, el cuerpo del RSS comienza a interferir con la pared del pozo y los límites de la DLS máxima. Los puntos de contacto en este modo se realizan

en la mecha (punto 1), en los brazos (punto 2) y en el estabilizador (punto 3), respectivamente. En este método, un cuarto punto de contacto ocurre en el cuerpo del RSS, donde existen altas aplicaciones de pata de perros. (Ver figura.IV.5.24)

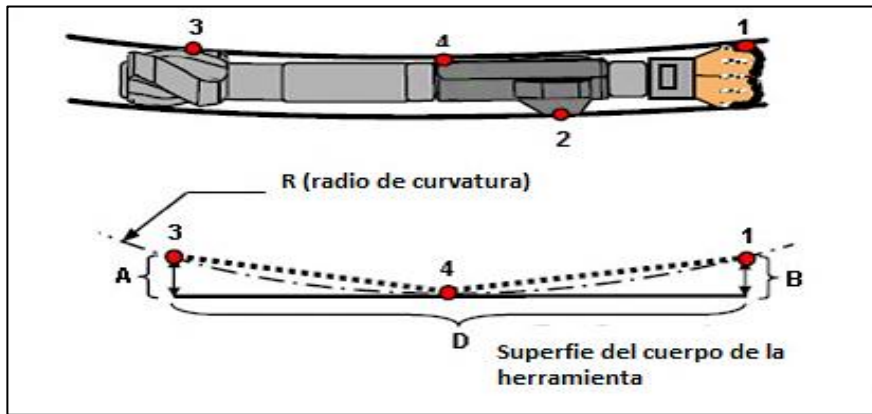


Figura.IV.5.24. Aplicación en 3 puntos de contacto, modo *Push the Bit*.<sup>[31]</sup>

En la configuración *Push the Bit*, se puede considerar que la superficie del estabilizador puede ofrecer un tercer punto de contacto como apoyo en la BHA. (Ver figura.IV.5.25)

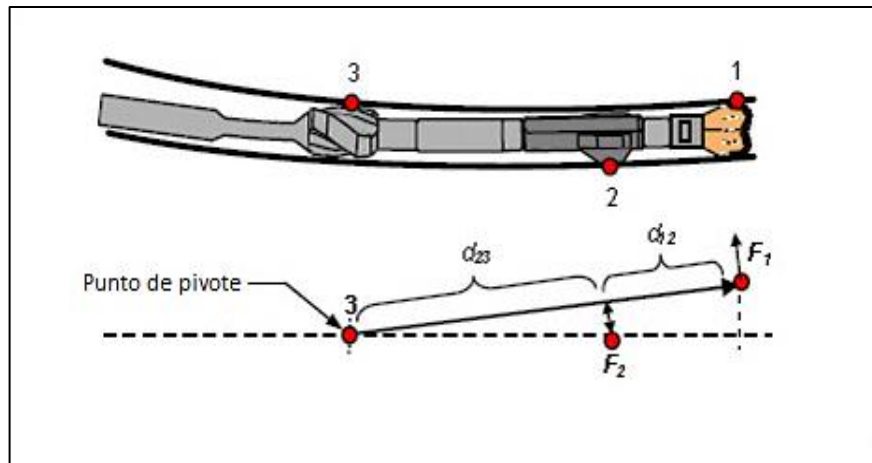


Figura.IV.5.25. Punto de apoyo en el modo *Push the Bit*.<sup>[31]</sup>

**IV.5.7.3.2 Geometría para el sistema *Point the Bit*.** <sup>[31]</sup>

Para el caso del *Point the Bit* la geometría ocurre de manera análoga, en primer lugar para dos puntos de contacto, el sistema aprovecha un punto de apoyo pivote para inclinar la mecha en la dirección deseada. Por ejemplo, la parte de atrás de la configuración del RSS (por lo general, configuración utilizada en el modo *Point the Bit*) ofrece un punto de apoyo.

Del mismo modo, el estabilizador que se maneja en este tipo de configuración de RSS se utiliza para proporcionar la asistencia necesaria para girar la parte inferior de la BHA. En esta parte los cojinetes se extienden para lograr el desplazamiento deseado haciendo que el centro de la herramienta se aleje del centro del pozo, inclinandolo hacia la mecha cerca del estabilizador como se muestra en la figura.IV.5.26

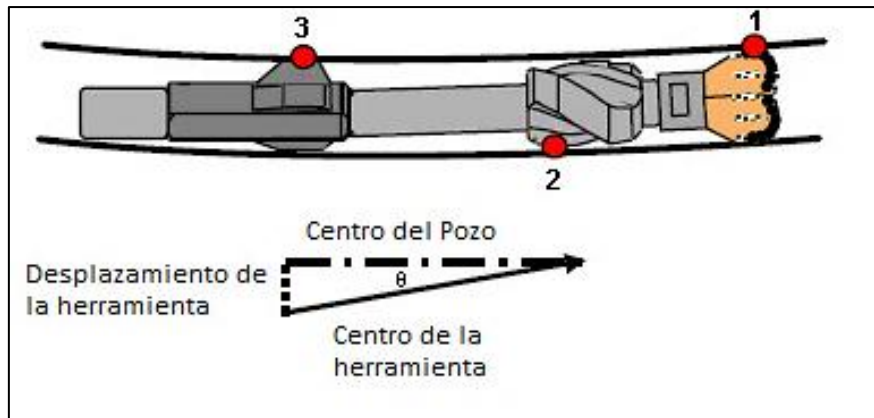


Figura.IV.5.26. Aplicación en 2 puntos de contacto, modo *Point the Bit*.<sup>[31]</sup>

En este modo,  $\theta$  es el ángulo de desviación, los puntos 1, 2 y 3 representan los puntos de contacto entre la mecha, el estabilizador y los cojinetes respectivamente. De igual modo en la configuración *Point the Bit*, la superficie del estabilizador puede ofrecer un segundo punto de apoyo proporcionado por la BHA. (Ver figura IV.5.27)

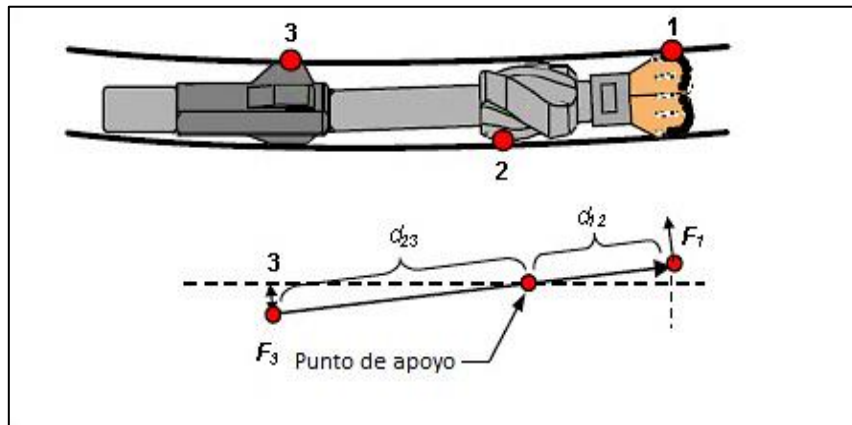


Figura.IV.5.27. Punto de apoyo para el modo *Point the Bit*.<sup>[31]</sup>

#### IV.5.8 VENTAJAS DEL USO DE LA TECNOLOGÍA RSS.

Como se mencionó anteriormente, los RSS permiten el control direccional en el fondo mediante la perforación rotatoria continua. En resumen podría decirse que actualmente existen tres clases de sistemas de geonavegación.<sup>[22-28]</sup>

- Sistemas totalmente guiados que permiten el control en fondo tanto de la inclinación como la dirección.
- Sistemas semi guiados que proveen solamente el control en fondo de la inclinación (estabilizadores ajustables).
- Sistemas de perforación vertical que proveen control activo de la verticalidad.

Con el uso del sistema tipo RSS se obtiene varias ventajas en comparación con el uso de sistemas convencionales de perforación direccional, como los motores de fondo y las turbinas. Las primeras ventajas son las debidas a la eliminación de la perforación de manera deslizante; entre estas se tienen que.<sup>[11.-31]</sup>

- Mejoran la tasa de penetración reduciendo los tiempos de perforación.
- Mejoran la limpieza de hoyo con lo que disminuye la densidad equivalente de circulación o ECD (*Equivalent Circulating Density*).
- Reducen el torque y el arrastre permitiendo la perforación de secciones de largo alcance como es el caso de los pozos de alcance extendido ERW (*Extended Reach Wells* por sus siglas en inglés).
- Reducen los problemas de atascamiento de tubería por pega diferencial.

Adicionalmente, se puede decir, que de manera general los sistemas tipo RSS proveen:<sup>[11-30]</sup>

- Hoyos menos tortuosos o irregulares y más en calibre que requieren menos repaso, con los consecuentes ahorros por disminución del tiempo de perforación y mejor calidad de hoyo, presentando ventajas en la eliminación de revoque y la disminución de problemas en la cementación.
- Mayor control en la tasa de construcción de ángulo.
- Mejoras en el tiempo de vida útil de las mechas de perforación, debido a la disminución de las cargas dinámicas asociadas al uso de motores de fondo convencionales.

Debido a la habilidad de geonavegación y su arquitectura, los sensores de dirección y de registros pueden ser colocados más cerca a la mecha de perforación, disminuyendo la incertidumbre de los datos tomados cercanos en la mecha de perforación.

Por otro lado, no en todos los pozos se requiere el uso de herramientas tipo RSS, debiéndose primero a considerar la arquitectura del pozo y la relación costo-beneficio, siendo beneficioso el uso de esta tecnología en los siguientes casos:<sup>[12]</sup>

- Pozos de alcance extendido o ERW que van más allá de las zonas tradicionales en formaciones consolidadas.
- Diseños de pozos donde el deslizar limita llegar a la zona de interés (arenas objetivos).
- Pozos con condiciones de alta presión, temperatura y profundidad en donde los motores de fondo convencionales presenta mayor probabilidad de falla y corto tiempo de vida útil.
- Elevadas tasas de construcción de ángulo (entre 8° y 12° cada 100 pies) y trabajos de re-entrada en pozos de diámetro pequeño.
- Pozos donde al deslizar se produzcan altas ECD y presentan problemas esta sensibilidad de hoyo.
- Pozos verticales donde el control vertical se dificulta.
- Pozos profundos en donde se presentan problemas de torque y arrastre en la superficie.

#### **IV.5.8.1 Ventajas de los sistemas RSS para mitigar las irregularidades del hoyo.** <sup>[32]</sup>

Las empresas petroleras perciben cada vez más la tortuosidad del pozo como una preocupación en el proceso de perforación, terminación y producción de pozos. Este factor es una fuente potencial de torque y arrastre, y puede conducir a problemas durante el viaje de la tubería de revestimiento. Por ejemplo un pozo vertical, facilita bajar tuberías más grandes con mínimo espacio y permite la posibilidad de utilizar una tubería de revestimiento extra en una etapa posterior de las operaciones de construcción del pozo. Un pozo que no mantiene la verticalidad puede eliminar esta opción. Un beneficio aun mayor es que la perforación vertical óptima brinda la oportunidad de minimizar el tamaño del pozo desde el comienzo, un pozo más pequeño es típicamente más rápido de perforar y representa menos costos para la eliminación de residuos.



La tortuosidad excesiva en la parte superior del pozo causa un mayor esfuerzo de torsión y arrastre en las secciones subsiguientes del pozo, lo que puede conducir al desgaste de la sarta de perforación y la tubería de revestimiento. Además, aumenta el potencial de problemas de perforación, tales como: una pobre limpieza del pozo, atascamiento, deslizamiento e incapacidad para alcanzar la profundidad planeada debido al esfuerzo de torsión y arrastre.

Los sistemas convencionales comúnmente utilizados para perforar secciones laterales crean hoyos en forma de espiral, lo que produce pozos rugosos y tortuosos. Los montajes típicos convencionales que están constituidos por la sarta de perforación, consisten en: una mecha, un motor de fondo de desplazamiento positivo con una curva (*Bent Housing*) de 1,5°, una herramienta de medición durante la perforación (MWD) para los estudios de hoyo y otra herramienta LWD para registros de rayos gamma, seguida de los tubulares restantes que constan de tuberías pesadas y tuberías de perforación. Debido a esta configuración al girar la sarta, la mecha gira fuera del centro del eje de BHA realizando un hoyo más ancho y en forma de espiral. Este efecto espiral se ha observado con las imágenes obtenidas mediante las herramientas de medición de registro de fondo de pozo. El uso de estabilizadores en el BHA puede minimizar, pero no eliminar, dicho efecto.

Adicionalmente en el BHA la herramienta MWD es colocada antes del motor de fondo, haciendo que el punto de medición de la inclinación, azimut y rayos gamma se encuentre localizado a 45 pies antes de la mecha. Debido a esto la obtención de los datos presentan un retraso de 45 pies al momento de llegar al MWD, lo que puede ocasionar que el pozo se haya desviado del curso establecido o que se haya salido de la formación objetivo mucho antes de que el geólogo o el perforador se den cuenta. De ser así sería necesario

aplicar correcciones direccionales para volver a retomar el curso, creando efecto de tortuosidad a lo largo de la trayectoria del pozo.

La figura IV.5.28 muestra un registro de perforación donde se ve la forma de espiral del hoyo.

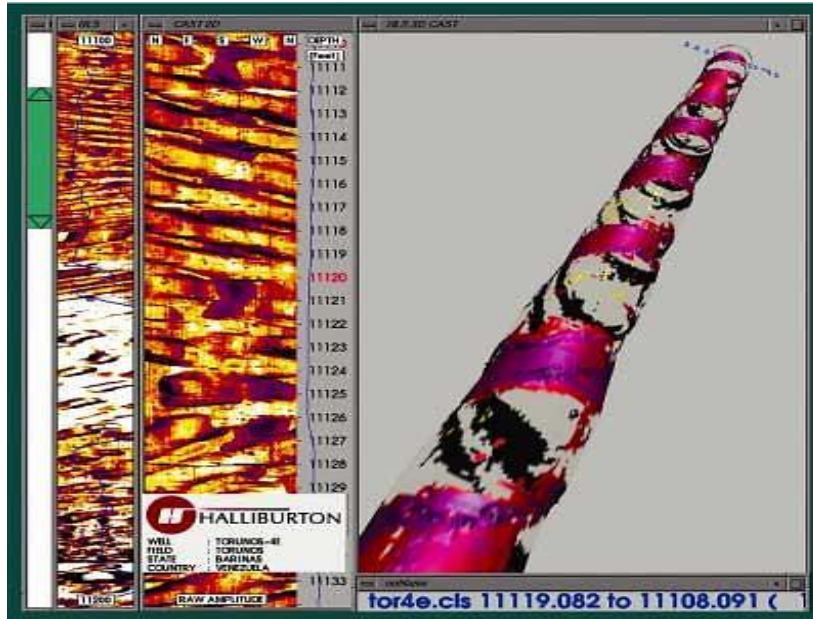


Figura IV.5.28 Espiralamiento del hoyo en 2D.<sup>[32]</sup>

Los sistemas RSS proporcionan un método confiable para la perforación y control de la trayectoria del pozo, mitigando algunos de estos problemas, debido a que cada componente del sistema gira a la misma velocidad de la sarta, además el eje de la mecha se encuentra alineado con el eje del BHA, lo que permite una acción de corte eficiente, de esta manera la tortuosidad y los cambios de diámetros del hoyo son eliminados, dando como resultado una superficie lisa y uniforme. Adicionalmente, los sistemas RSS proveen de una mayor velocidad de rotación a la sarta, eliminando así el deslizamiento en el pozo lo que da como resultado hoyos más limpios.

Además, el efecto de tortuosidad se minimiza debido a la colocación de los sensores de rayos gamma y de inclinación a solo 7 pies antes de la mecha. En consecuencia la trayectoria del pozo y la data de la formación son medidos mucho más rápido de lo que serian si se utilizara un MWD en un BHA convencional, permitiendo que se realicen tomas de decisiones más rápidas y menos radicales para corregir el curso del pozo. (Ver figura IV.5.29)

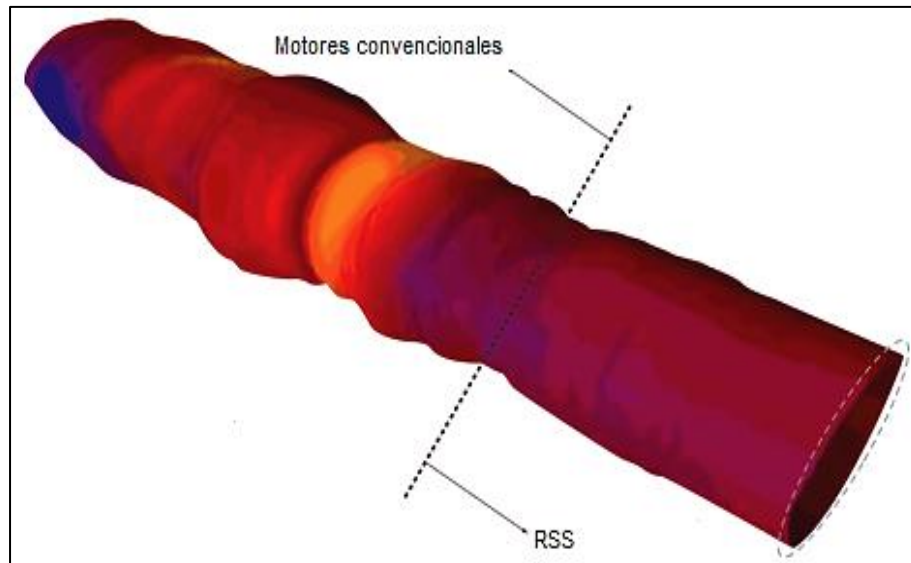


Figura IV.5.29. Comparación de hoyos perforados con sistemas convencionales y con sistemas RSS.<sup>[32]</sup>

La tecnología rotativa direccional puede ser programada para mantener la verticalidad, por ejemplo en la figura.IV.5.30 se puede observar la comparación de dos pozos vecinos perforados en la formación de Bakken en Williston, cuenca de Montana y Dakota del norte, uno perforado con un motor convencional y otro perforado con RSS, el pozo perforado con el montaje convencional (señalado en la figura con la línea azul) tuvo numerosas correcciones del curso y se alejó más de 100 pies de su rumbo. El pozo perforado con RSS (señalado en la figura con la línea roja) fue mucho más recto y se obtuvo un 61% menos de tortuosidad.

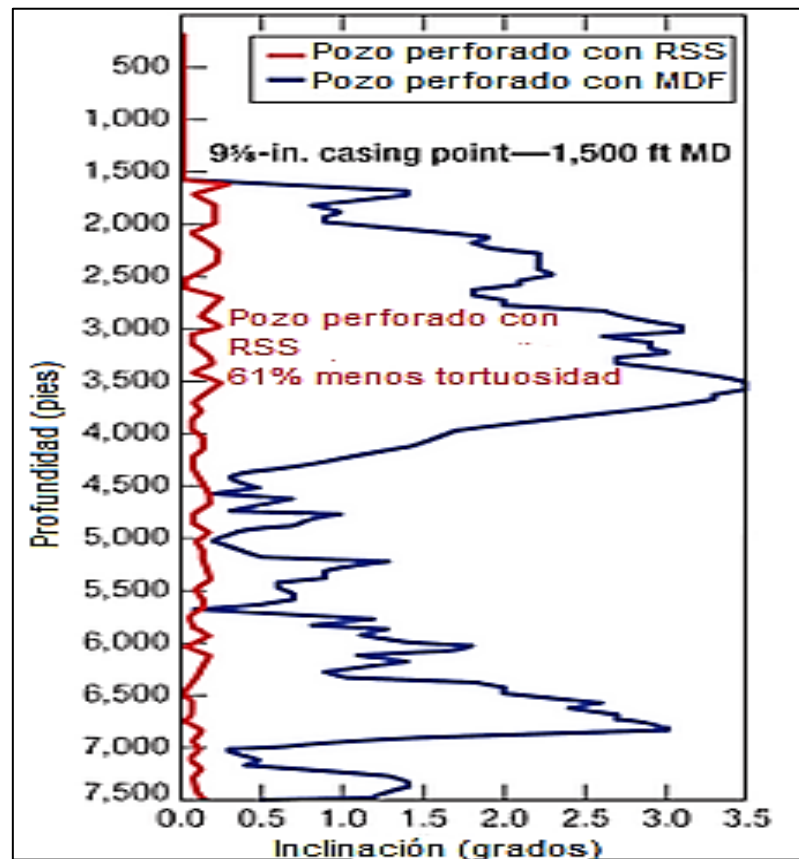


Figura IV.5.30 Registro de pozos perforados con sistemas RSS y con motores de fondos convencionales.<sup>[32]</sup>

#### IV.5.9 FACTORES A CONSIDERAR PARA LA SELECCIÓN DE LA HERRAMIENTA TIPO RSS.

Al momento de seleccionar el tipo de RSS para un pozo candidato donde se haya identificado el uso de esta tecnología, se deben tomar en cuenta los siguientes criterios:<sup>[10-28]</sup>

- Costos.
- Tamaño de hoyo requerido.
- Tasa de construcción de ángulo requerido.

- Experiencia comercial e información operacional histórica de la compañía de servicio.
- Estado actual de los contratos de registros y servicios direccionales (MWD y LWD).
- Información disponible de pozos vecinos para su comparación.

**IV.5.10 PROVEEDORES DEL SISTEMA DE GEONAVEGACIÓN ROTATORIA RSS.**

De acuerdo con el tipo de sistema RSS, se muestra a continuación en la figura.IV.5.31 los distintos proveedores comerciales de esta herramienta.<sup>[11]</sup>

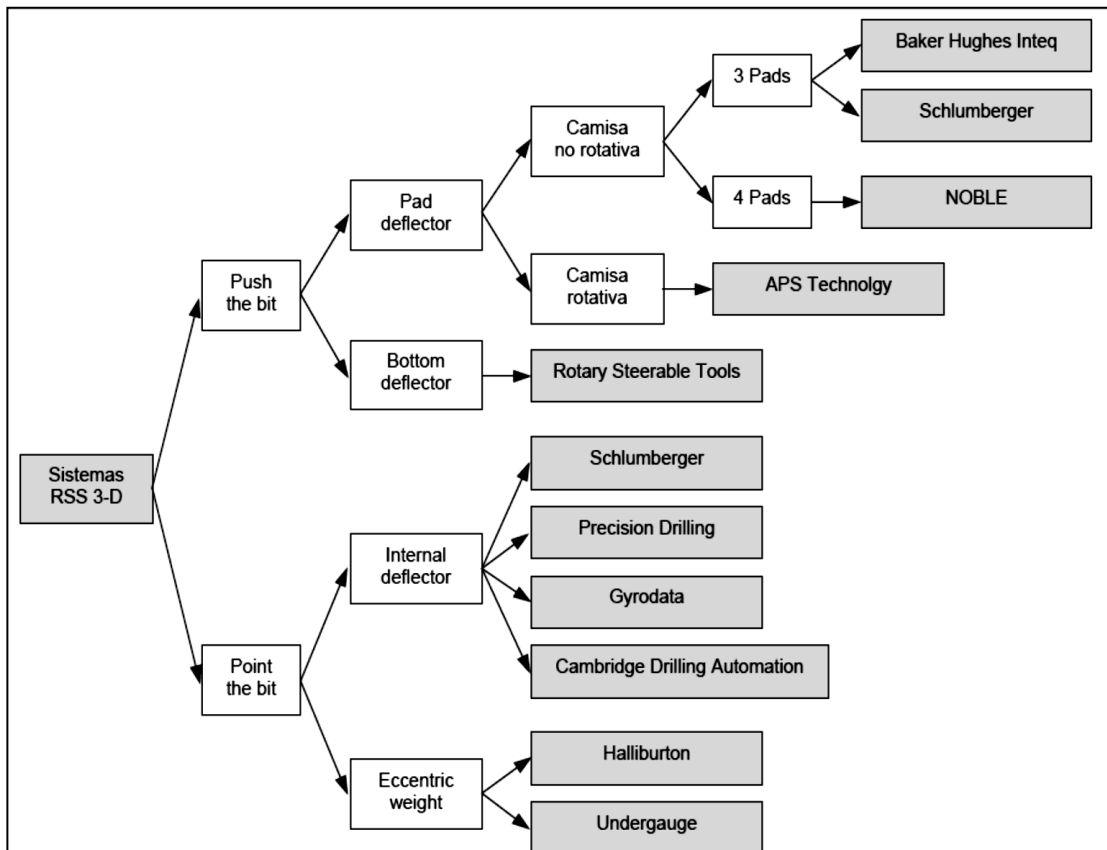


Figura.IV.5.31. Proveedores del Sistema de Geonavegación RSS. <sup>[11]</sup>

**IV.5.11 ESPECIFICACIONES TÉCNICA DE LA HERRAMIENTA RSS DISPONIBLES.** <sup>[12]</sup>

A escala mundial se identificaron un total de once empresas proveedora del servicio de geonavegación (ver Tabla.IV.5.1), las cuales presenta diferentes características y especificaciones técnicas.

Tabla.IV.5.1 Compañías identificadas proveedoras de tecnología RSS en el mundo.<sup>[12]</sup>

Compañía	Herramienta	Tipo
Baker Hughes	Auto Track, Verti Track	<i>Push the Bit</i>
Halliburton	Geo- Pilot	<i>Point the Bit</i>
Schlumberger	PowerDrive	<i>Point y Push the Bit</i>
Presicion Drilling	Revolution	<i>Push the Bit</i>
PathFinder	PathMaker	<i>Point y Push the Bit</i>
Cambrige Drilling Automation	AGS	<i>Point the Bit</i>
Andergauge	Dart	<i>Point the Bit</i> (Estabilizador mecánico 2D)
Gyrodata	Well Guide	<i>Point the Bit</i>
APS Technology	RSM	MDF con <i>Push the Bit</i>
Rotary Steerable Tool	RST	<i>Push the Bit</i>
NOBLE	Well Director, Express Drill	<i>Push the Bit</i>

Sin embargo, de estas onces compañías solamente cuatro han provisto este tipo de servicio en Venezuela, en las zonas de Occidente y Oriente, siendo estas: Halliburton, Baker Hughes, Precision Drilling (ahora Weatherford Drill Services) y Schlumberger. Con la información disponible provista por las empresas de servicios direccionales en sus respectivas páginas web oficiales y la mostrada en las publicaciones periódicas de la sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE *International*) se realiza un resumen de las especificaciones más relevante de esta herramienta en Venezuela se muestra en los anexos con las tablas.IV.7.1, 7.2 y 7.3

Observando las características de los RSS pueden desprenderse algunas diferencias notorias, las cuales influyen directamente en el tipo de aplicación en las que podrían ser utilizadas estas herramientas. La primera diferencia notoria se observa en la tasa máxima de construcción de ángulo reportada, donde compañías de servicios direccionales como: Gyrodata, Cambridge Drilling Automation y Andergauge reportan tasas de construcción máxima de 3° por cada 100 pies, limitando la aplicación de estas a pozos de arquitectura de radio largo o para su uso en el control de verticalidad; adicionalmente en sus especificaciones indican que puede ser usado en hoyos intermedios y superiores (desde 12¼" hasta 22"), donde la herramienta Andergauge es la excepción debido a su limitación de uso en hoyo de tamaño pequeño (5½" a 6¾"), algo de esperarse ya que esta herramienta no es propiamente una RSS, sino un estabilizador ajustable mecánicamente. A diferencia de esta última, las otras herramientas restantes muestran tasas de construcción de ángulo que va de intermedio a elevado (5° hasta 12°/100 pies) y tamaño de hoyo variado (desde 5½" hasta 28"), en donde puede ser utilizada. Dicha características permiten que puedan ser usadas para la construcción de pozos con arquitectura de radio corto y pozos multilaterales. Una limitación observada para el uso de algunas herramientas RSS, es que estas utilizan baterías de duración finita (150 a 200 horas) como fuente de energía,

limitando el tiempo de corridas de estas. Debido a esto, los RSS que poseen turbinas generadoras como fuente de energía, presentan ventajas en comparación con las anteriores al no presentar limitaciones en cuanto al tiempo de corrida, siendo limitadas éstas únicamente por los MWD acoplados a ellas. Otra importante característica diferencial que puede ser encontrada entre ellas es la referida a la máxima temperatura de operación: esta varía desde los 275°F (125°C) hasta valores de 300 °F (150°C) para las compañías Baker Hughes Inteq, Schlumberger, Precision Drilling, Andergauge y APS Technology. Adicionalmente, algunas compañías reportan el uso de sus herramientas RSS acopladas con motores de fondo o turbinas para suministrar mayor número de revoluciones por minutos (R.P.M) a la mecha de perforación (desde 250 hasta 400 R.P.M), limitándose esto únicamente para las herramientas con camisa no rotatoria, mientras que las demás solo alcanzarán los valores máximos de R.P.M. que le sean transmitidos por la mesa rotaria o *Top Drive*, que de manera general están limitadas a un máximo de 250 R.P.M.

Por último, se encontró que la única compañía que ofrece una herramienta de tecnología dual es PathFinder, dado que al realizar modificaciones en su configuración es posible obtener tanto una herramienta tipo *Push the Bit* como *Point the Bit*, dependiendo del caso donde se amerite su uso. Una desventaja de esta herramienta (*PathMarker®*) es el que solamente se encuentra disponible para un tamaño de hoyo intermedio (12¼"); el prototipo fue probado en el campo Catoosa en Oklahoma, USA utilizándose ambas configuraciones, obteniéndose como resultado una mejor calidad de hoyo al utilizar la herramienta en el modo *Point the Bit* con respecto al modo *Push the Bit*. Sin embargo, las mayores tasas de construcción de ángulo se obtuvieron al utilizar la herramienta en el modo *Push the Bit*, mostrándose algunas ventajas y desventajas entre estos dos tipos de herramienta de geonavegación Rotatoria.<sup>[12]</sup>



**IV.5.12. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE PERFORACIÓN CON MOTOR DE FONDO Y SISTEMAS DE ROTACIÓN DIRECCIONAL.**

Tabla.IV.5.2. Ventajas entre motor de fondo y RSS

Motor de fondo	RSS
<ul style="list-style-type: none"> <li>-Proporciona un mejor control de la desviación.</li> <li>-Posibilidad de desviar en cualquier punto de la trayectoria de un pozo.</li> <li>-Ayuda a reducir la fatiga de la tubería de perforación.</li> <li>-Pueden proporcionar mayor velocidad de rotación de la mecha.</li> <li>-Genera arcos de curvatura suaves durante la perforación.</li> <li>-Se pueden obtener mejores ritmos de penetración.</li> <li>-Reducción de la tasa de fracaso de la sarta de perforación.</li> <li>-Reducción en el desgaste de la pieza giratoria, Kelly, y las unidades rotativas.</li> <li>-Reducción en el costo del combustible, ya que en comparación con la perforación rotatoria, se requiere menos energía para hacer funcionar un motor de fondo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Rotación continua de la sarta de perforación</li> <li>-mejora en gran medida la limpieza del pozo</li> <li>- facilita el control dimensional</li> <li>-La potencia disponible en la mecha no disminuye por la necesidad de realizar operaciones de perforación con deslizamiento.</li> <li>-El control direccional se puede mantener más allá del punto donde el torque y el arrastre hacen que el deslizamiento con un motor resulte poco efectivo.</li> <li>– Mayor ROP y eficiencia del sistema</li> <li>– Excelente control direccional</li> <li>– Minimiza atascamiento y deslizamiento (fricción)</li> <li>– Optimiza PDC</li> <li>– Menor desgaste de la tubería de Revestimiento</li> </ul>

Tabla.IV.5.3. Desventajas entre motor de fondo y RSS

Motor de fondo	RSS
<p>-Se requiere una extrema precisión para orientar correctamente la sección curva debido a la elasticidad torsional de la columna de perforación.</p> <p>-Mayor problema: tendencia de la columna no rotativa a sufrir aprisionamientos, la tubería principal se apoya sobre el lado inferior del pozo lo que produce velocidades desparejas alrededor de la tubería.</p> <p>-La falta de rotación de la tubería disminuye la capacidad de remover los recortes sobre el lado inferior del pozo, se puede formar un “colchón” de recortes</p> <p>-Menor potencia disponible para mover la mecha. Esto, junto con la fricción por el deslizamiento, reduce la tasa de penetración (ROP).</p> <p>-Si se cambia del modo de deslizamiento al modo de rotación con herramientas direccionales, se obtiene una trayectoria más irregular.</p> <p>-Las numerosas ondulaciones aumentan la tortuosidad, esto aumenta la fricción durante la perforación.</p>	<p>-Para la utilización de la herramienta de geonavegación del tipo <i>Push the Bit</i>, se requieren formaciones consolidadas con una mínima resistencia para obtener un efecto de empuje debido a la fuerza lateral aplicada, soportando el empuje de los brazos y evitando la erosión del hoyo.</p> <p>-Algunas herramientas RSS que utilizan baterías, se encuentran limitadas por la duración de las mismas (150 a 200 horas) como fuente de energía restringiendo el tiempo de corridas.</p> <p>- Alto costo diario, los sistemas rotativos direccionales son más costosos que los conjuntos de perforación convencional.</p> <p>-Selección limitada de la mecha.</p> <p>-Alto costo de remplazo en caso de pérdida en el hoyo.</p> <p>-El poder de rotación se entrega desde la superficie.</p> <p>-Las altas velocidades de rotación pueden causar desgaste a la sarta de perforación.</p>

### IV.5.13 AVANCE TECNOLÓGICOS DE LAS HERRAMIENTAS DE GEONAVEGACIÓN ROTATORIA (RSS).

#### IV.5.13.1. *Push Vs. Point the Bit.* <sup>[31]</sup>

Desde 2004, el *Point the Bit* y el *Push the Bit* del RSS han sido extensamente probado con varios tamaños de hoyo (8½ pulgadas, 8¾ pulgadas, 12¼ de pulgadas, y 16½ pulgadas) y en diferentes configuraciones de BHA. Las pruebas han sido realizadas en entornos no comerciales, con el fin de obtener óptimos resultados, para esto ha sido necesario perforar la misma formación en exactamente el mismo TVD, ángulo y dirección. Esto se hizo con tapones de cemento fraguado, cuando era necesario desviar el pozo, y así tener un seguimiento de la prueba original en el hoyo lo más fielmente posible. Para todas las corridas con el RSS de 6¾ pulgadas, los parámetros fueron similares a los de la superficie utilizados (WOB = 10 ~ 20 KLBS, velocidad de rotación = 100 ~ 120 RPM, y la velocidad de flujo = 420 ~ 450 GPM).

El objetivo principal de los ensayos controlados era establecer la máxima pata de perro con varias configuraciones de BHA y de RSS, y al mismo tiempo evaluar el sistema para la maniobrabilidad, estabilidad y calidad del pozo.

En las diferentes configuraciones utilizadas de BHA, fue necesario manipular diferentes tipos de estabilizadores y longitudes de RSS para variados tamaños de hoyos, y los resultados obtenidos mostraron ROPs parecidas, buena estabilidad lateral y axial y una mejor calidad del pozo para cada una de las configuraciones.

La tabla.IV.5.4 muestra los resultados obtenidos de las pruebas realizadas para hoyo de 8½ pulgadas en el modo *Push* y *Point the Bit*, utilizando parámetros de superficie similares como peso sobre la mecha (WOB = 10 ~

12 klbs), velocidad de rotación de 100 RPM y velocidad del flujo entre 400 ~ 440 GPM. El desplazamiento se fijó en 88% y 98% para cada configuración.

Tabla.IV.5.4. comparativa entre el ROP, construcción de la tasa, calidad del hoyo y vibraciones en hoyo de 8 ½ pulgadas en los modos de *Push* y *Point the Bits*.<sup>[32]</sup>

Parámetros	<i>Push the Bit</i>	<i>Point the Bit</i>
Mecha	Torque total	Torque parcial
Formación	Esquistos	Esquisto
Caudal	400GPM	440 GPM
Velocidad de rotación	100 RPM	100 RPM
WOB	10 KLBS	12 KLBS
Compensación de instrumentos	0,35 pulgadas (88%)	0,39 pulgadas (98%)
ROP	49.0 pies/horas	49.3 pies/horas
DLS	11,5°/100 PIES	10,2°/100 pies
Tasa de construcción	11,4°/100 pies	10,0°/100 pies
Caliper medio	8,544 pulgadas	8,536 pulgadas
Vibración lateral	6,5	6,6
Vibración axial	1	2

De los resultados obtenidos se pudo notar que no había señales de espiralamiento en el hoyo, con cualquier configuración. La calidad del pozo (la consistencia de calibre) es un poco mejor en el *Point the Bit*. La única diferencia notable entre los dos es la tasa promedio de construcción, que fue de 11,4°/100 pies en la configuración *Push the Bit* con el 88% de desviación, en comparación con 10,0°/100 pies en el *Point the Bit* con un ajuste de 98%. En la configuración con el *Point the Bit*, las tasas máximas de construcción tienden a ser mayores con un torque parcial en la mecha.

Además al término de estas pruebas también se pudo concluir que:

- Al reducir el espacio de la unidad de dirección y el estabilizador, esto hizo aumentar la tasa máxima de construcción en el modo *Push the Bit*.
- Al aumentar la distancia entre la unidad de dirección y la mecha en el modo *Push the Bit* dio paso a una drástica disminución en la tasa de construcción.
- Al aumentar la distancia entre la mecha y el estabilizador completo en el modo *Point the Bit* indujo a una pequeña deflexión en esta área que por lo tanto redujo la tasa máxima de construcción.
- El aumento de distancia entre la unidad de dirección y el estabilizador completo de calibre cerca de la mecha en el modo *Point the Bit* da paso a una drástica disminución de la tasa de construcción
- La calidad del pozo (la consistencia de calibre) es ligeramente mejor en el modo *Point the Bit* para el RSS.
- Para el tamaño de hoyo de 8½ pulgadas y 8¾ pulgadas. el modelo *Point the Bit* en el RSS exhibió casi plena respuesta a la Construcción de las inclinaciones de 10 ° a 70 °.

#### **IV.5.13.2 Análisis Estadísticos del uso de las herramientas direccionales tipo RSS <sup>[12]</sup>**

Para ejecutar una evaluación general del desempeño de la tecnología de herramienta tipo RSS, se realizó una búsqueda de estadísticas operacionales, contactando a las diferentes compañías proveedoras de este tipo de servicio direccional. Adicionalmente, dicha búsqueda se complementó con información contenida en las páginas web oficiales de cada compañía y con aplicaciones operacionales encontradas en las publicaciones de la SPE *International*.

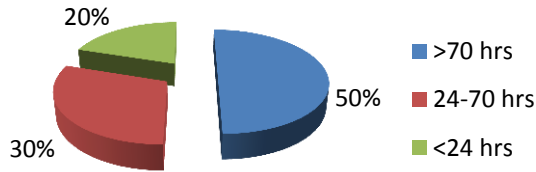
Los criterios utilizados para esta evaluación estadística son los siguientes:

- Se consideró el porcentaje total de corridas por números, dentro de un rango de horas (<24, 24-70, >70 hrs) debido a que este es el más utilizado por las compañías de servicios a nivel mundial, siendo adaptado como un criterio de texto y calidad de corridas, tomando como valor referencial el 75% del total de corridas mayores que 75 horas.
- Se adaptó el rango de éxito de 75 a 70 horas de circulación, debido a que los contratos direccionales de PDVSA se establece este valor como mínimo para el pago del 100% de la tasa de cobro de la compañía de servicio, siempre y cuando no se alcance el objetivo sin fallas de un menor tiempo.
- Se considera las horas de circulación de corridas, independientemente si hubo falla o si se alcanzó el objetivo planificado. Esto para tener una medida general de la confiabilidad de la tecnología a escala mundial.
- Por último, se generalizó las corridas para cada tipo de herramienta, independientemente del diámetro del hoyo perforado y el tamaño de la herramienta, esto para tener una medida general de confiabilidad,
- Permitiendo la comparación de las tecnologías existentes (RSS vs. Motores Convencionales).

Los mismos criterios fueron tomados para procesar las estadísticas encontradas de las herramientas direccionales convencionales, permitiéndose de esta manera ser comparadas.

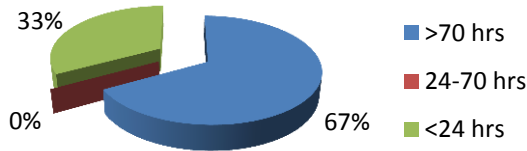
En las figuras.IV.5.32 y las figuras.IV.5.33 muestran la comparación de desempeño de la herramienta RSS con diferentes empresas.

**RSS Mundial (Incluye a Venezuela)**  
**Schlumberger**



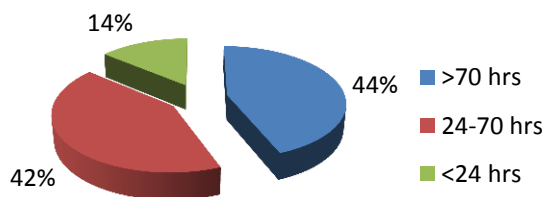
rango	<24 hrs	24-70 hrs	>70 hrs
Horas promedio	15	47	97
Número de corridas	90		
Pies Prom. Perforados	2495		
Max. Long.Perf	10940		

**RSS Mundial (Incluye a Venezuela)**  
**Halliburton**



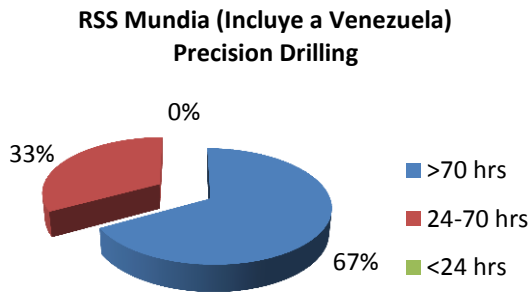
Rango	<24 hrs	24-70 hrs	>70 hrs
Horas promedio	0	49	153
Número de corridas	43		
Pies Prom. Perforados	5792		
Max. Long.Perf	12299		

**RSS Mundial (Incluye a Venezuela)**  
**Baker Hughes**

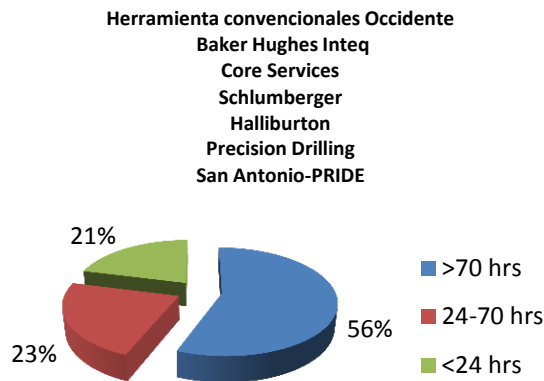


Rango	<24 hrs	24-70 hrs	>70 hrs
Horas promedio	12	46	118
Número de corridas	199		
Pies Prom. Perforados	3734		
Max. Long.Perf	15972		

Figura.IV.5.32. Resumen estadístico porcentual del rango de horas de circulación de corridas de herramientas Convencionales en Venezuela, por empresas de servicios.<sup>[12]</sup>



Rango	<24 hrs	24-70 hrs	>70 hrs
Horas promedio	0	44	116
Número de corridas	12		
Pies Prom. Perforados	3887		
Max. Long.Perf	7259		



Rango	<24 hrs	24-70 hrs	>70 hrs
Horas promedio	14	45	149
Número de corridas	48		
Pies Prom. Perforados	1044		
Max. Long.Perf	4241		

Figuras.IV.5.33. Resumen estadístico porcentual del rango de horas de circulación de corridas de herramientas Convencionales en Venezuela, en función de los criterios establecido.<sup>[12]</sup>

Del análisis de resultados para herramientas RSS a escala mundial, mediante la aplicación de los criterios mencionados anteriormente, y a través de los gráficos obtenidos, se evidencia que la compañía con mayor porcentaje de corridas (67%) con más de 70 horas de circulación es Halliburton, tomando en cuenta un universo de 43 corridas. Adicionalmente a esto, promedio de horas de circulación por corridas en este rango es el mayor entre (153 horas de circulación). Adicionalmente, también presenta el



mayor promedio de pies perforados por corridas, siendo 5.792 pies. El intervalo máximo perforado por corrida fue de 12.299 pies.

Para el caso de la compañía Schlumberger, se encontró que la mayor cantidad de corridas para su herramienta (50%) se encuentra en el intervalo de 24 a 70 horas de circulación, siendo el promedio, en estas corridas, de 47 horas de circulación. Adicionalmente esta compañía muestra un porcentaje elevado (30%) de corridas por debajo de 24 horas de circulación, en comparación con las otras cuatro compañías estudiadas. Para este caso se encontró un promedio de pies de perforación por corrida de 2.495 pies, y una longitud máxima perforada de 10.940 pies en una sola corrida.

Otra de las compañías estudiadas es Baker Hughes Inteq, donde se obtiene que la mayoría de sus corridas se encuentra en el intervalo de más de 70 horas de circulación (44%); sin embargo, presenta un elevado porcentaje de corridas dentro del intervalo de 24 a 70 horas de circulación (42%) y un porcentaje intermedio de corridas (14%) por debajo de 24 horas de circulación. Adicionalmente, se encontró un promedio de longitud perforado por corrida de 3.734 pies y muestra, entre todas las compañías, la mayor longitud alcanzada en una sola corrida, siendo 15.972 pies.

Por último, la compañía Precision Drilling muestra la mayor cantidad de sus corridas dentro del intervalo de 24 a 70 horas de circulación (67%), donde el porcentaje menor de corridas (33%) se encuentra en el rango de más de 70 horas de circulación; sin embargo, es la única compañía que no muestra corridas con menos de 24 horas de circulación. El promedio de longitudes perforadas obtenido por corridas es de 3.887 pies y la máxima longitud alcanzada en una sola corrida es de 7.259 pies. Es importante destacar que el universo estudiado para estas compañías es de solo 12 corridas, debido a que esta herramienta (RSS, *Revolution*®) sólo fue lanzada al mercado recientemente. Caso contrario al de la compañía Baker Hughes Inteq, quien

reporta un total de 199 corridas, siendo esto de esperarse debido a que son los pioneros en el desarrollo de la tecnología de herramientas RSS, donde la primera generación del AutoTrak® es lanzada al mercado a finales de los años noventa.

Del análisis general realizado entre todas las compañías, es notorio que ninguna de las mismas ha alcanzado hasta el momento el nivel de confiabilidad deseado, siendo este de 75% de todas las corridas con más de 70 horas de circulación, lo cual nos indica que las herramientas con tecnología RSS se encuentra todavía en fase de desarrollo y en etapas de maduración, siendo comprensible dado que su uso comercial empezó hace 8 años.

Adicionalmente, se realizó un análisis similar para las herramientas convencionales, utilizando las estadísticas disponibles en Venezuela para generar una comparación general entre estas dos tecnologías existentes (RSS vs Convencionales). Tomando en cuenta las corridas de todas las compañías que prestan servicio en el occidente del país, se encontró que la mayoría de las corridas (56%), se encuentran en el rango de 24 a 70 horas de circulación, mientras que en el rango de más de 70 horas de circulación se encuentra el 23% de las corridas y el 21% restante en el rango con menos de 24 horas de circulación. El promedio de longitud perforada obtenido por corrida es de 1.044 pies, mientras que la máxima longitud perforada en una sola corrida es de 4.241 pies.

En vista de que los tiempos de circulación tienden a ser similares entre las corridas de las herramientas RSS y las Convencionales, se nota una diferencia entre longitudes perforadas por las herramientas RSS en comparación a las convencionales, siendo mayores en las herramientas RSS para un mismo intervalo de horas de circulación. Inclusive en el caso de las longitudes máximas alcanzadas por las herramientas convencionales. Es

decir, de manera general se puede inferir que el uso de herramientas tipo RSS puede alcanzar objetivos en menores tiempos, impactando en los costos finales de un proyecto de perforación direccional, siempre y cuando se obtenga un costo-beneficio razonable.

#### **IV.5.13.3 Análisis económicos de la utilización de los sistemas RSS. <sup>[33]</sup>**

La perforación direccional al igual que en otras operaciones de perforación, tienen la necesidad de obtener un rendimiento efectivo en costos. Como regla de campo el costo de un pozo direccional es de 1,5 a 1,75 veces el costo de un pozo vertical. Por lo que es recomendable una apropiada planificación y comunicación para la reducción de los costos de perforación.

Los sistemas RSS han sido diseñados para manejar los requisitos técnicos de los pozos más difíciles, pero también ser económicos. Aun cuando esta herramienta presenta costos diarios adicionales más altos que los de motores convencionales orientables estos han sido compensados en gran medida por el rendimiento de la perforación mejorada y un menor riesgo de situaciones de pérdidas en el hoyo. Esta compensación en el rendimiento permite maximizar los tiempos productivos, debido principalmente a que la herramienta minimiza el número de viajes, proporciona una mejor limpieza de hoyo y aumenta la tasa de penetración lo que da como resultado que los tiempos de perforación se reduzcan en un 30% de su totalidad aproximadamente. Los beneficios económicos entonces se evidencian significativamente en el ahorro de estos tiempos, ya que al terminar los trabajos de perforación antes de lo previsto, se logra reducir costos provenientes del alquiler de equipos, cuadrillas de trabajos, servicios entre otros, adicionalmente es relevante mencionar que permite colocar a producir el pozo antes de lo previsto.

Por ejemplo con el fin de verificar la rentabilidad de la herramienta se realizó un análisis en el campo Corocoro, ubicado en las aguas superficiales de las costas del oriente de Venezuela, en el cual se perforó una sección teórica de un pozo de 3000 pies, con ambas herramientas en igualdad de condiciones (potencia del taladro, servicios de fluidos, personal operativo etc.) y se obtuvo que al perforar con un motor de fondo el tiempo utilizado para completar la sección fue de 66,9 horas de perforación, pero al realizar la perforación de la sección con un sistema RSS (*VortexExceed* de la Schlumberger) el tiempo consumido fue de 37,5 horas.

El costo diario aproximado del motor de fondo era de 20.250\$ (tiempo de perforación + 3 *stby*), y el costo diario del sistema RSS era de 135.591\$ (tiempo de perforación + 3 *stby*). Para el momento de terminar el trabajo de perforación con el sistema RSS se habían invertido adicionalmente en costos por taladro y servicios una cantidad de 304.687,50 \$ lo que daba como costo de la operación un total de 440.279,00 \$ pero al realizar la operación con el MDF el monto de taladro y servicios se incrementaba significativamente a 543.562,50 \$, producto de mayor tiempo de perforación.

Como conclusión se pudo inferir entonces que aun cuando el costo del RSS era mayor se justificaba su utilización gracias a un ahorro de 29,4 horas de perforación, que se traducían en 238.875,00\$ en costos adicionales, ya que al realizar la operación en menor tiempo se reducen costos provenientes de servicios de fluido, control de sólidos, alquiler de herramientas, personal operativo, alquiler de taladro etc. <sup>[9]</sup>

En la tabla.IV.5.5 y la figura IV.5.27 se puede observar la relación de costos y tiempos de los sistemas RSS y MDF.

Tabla IV.5.5. Costos asociados a la perforación direccional en el campo Corocoro.<sup>[33]</sup>

Equipo Direccional	Costo	Taladro	Adicional	Total	DIF
Motor	\$20.250,40	\$304.687,50	\$238.875,00	563.812,90	-\$123.533,90
RSS	\$135.591,50	\$304.687,50	\$0,00	\$440.279,00	

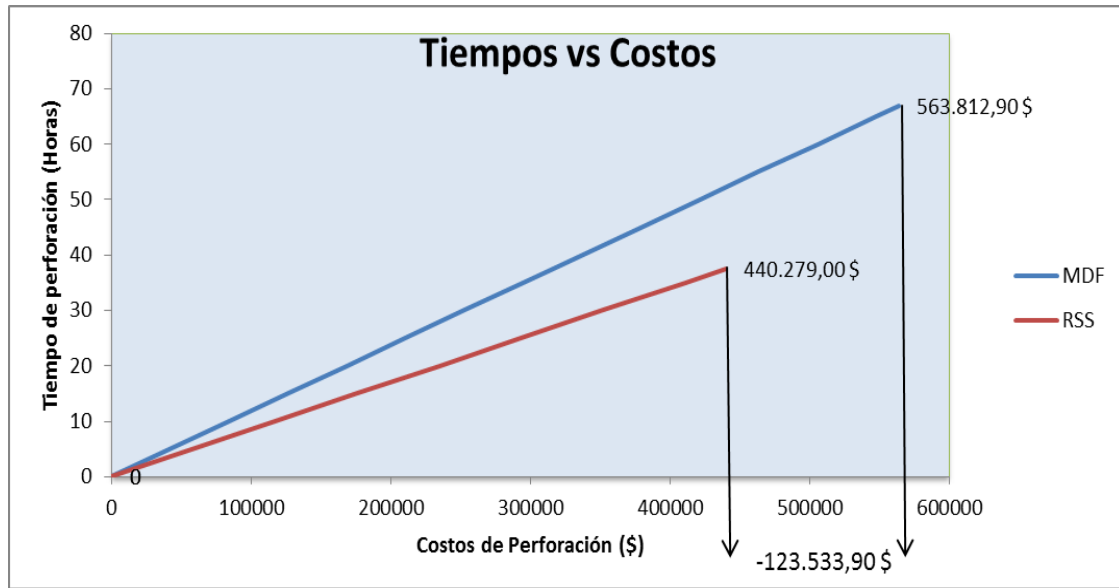


Figura.IV.5.34. Grafica de Tiempos de Perforación vs Costos de Perforación

Es importante acotar que la mayoría de estos servicios son cobrados por días de trabajo y los que tienen que ver con costos de taladro son cobrados por horas de perforación. Adicionalmente podemos indicar de este análisis, que resulta rentable la utilización de la herramienta RSS solo cuando se espera obtener disminución del tiempo de perforación mayor o igual a 24 horas ya que la reducción de los costos es considerable.

## 6. CASOS DE ESTUDIOS DEL SISTEMA DE GEO NAVEGACIÓN ROTATORIA.

### IV.6.1. ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LA HERRAMIENTA EN LA CONSTRUCCIÓN DE POZOS EN EL CAMPO BORBURATA.<sup>[9]</sup>

#### IV.6.1.1 Ubicación geográfica del campo Borburata

El campo Borburata se encuentra a 20 km al suroeste de la ciudad de Barinas. Geológicamente el área está conformada por varios segmentos limitados por fallas y ocupa la región nor-central de la cuenca de Barinas, con una extensión areal de 10 Km<sup>2</sup>, limita con las trampas: Bejucal-2 al sur, al este con la trampa Torunos-3E y al noroeste con la trampa de las Lomas. (Ver figura IV.6.1)

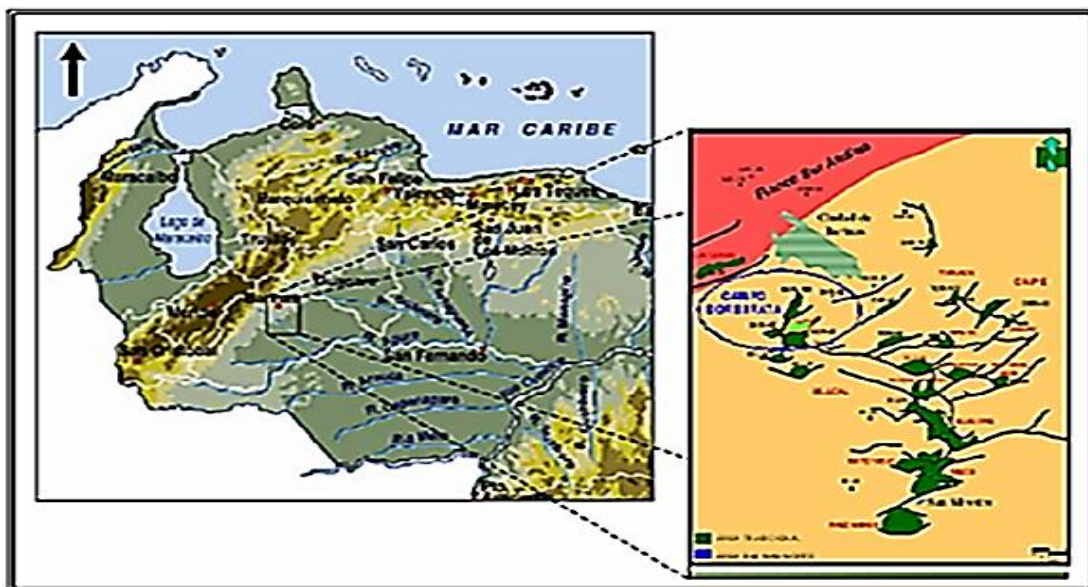


Figura.IV.6.1. Localización del campo Borburata (Intranet PDVSA)

La estratigrafía de la cuenca está formada por una gruesa columna sedimentaria de unos 7200 metros de espesor, comenzando desde el precámbrico hasta lo más reciente. Consta de una litología variada donde el componente principal son los sedimentos clásicos de edad terciaria y en menor porcentaje rocas carbonáticas principalmente de edad cretácica. Esta conjunción de características ha permitido que la subcuenca de Barinas tenga un sistema petrolero muy completo. (Ver figura.IV.6.2)

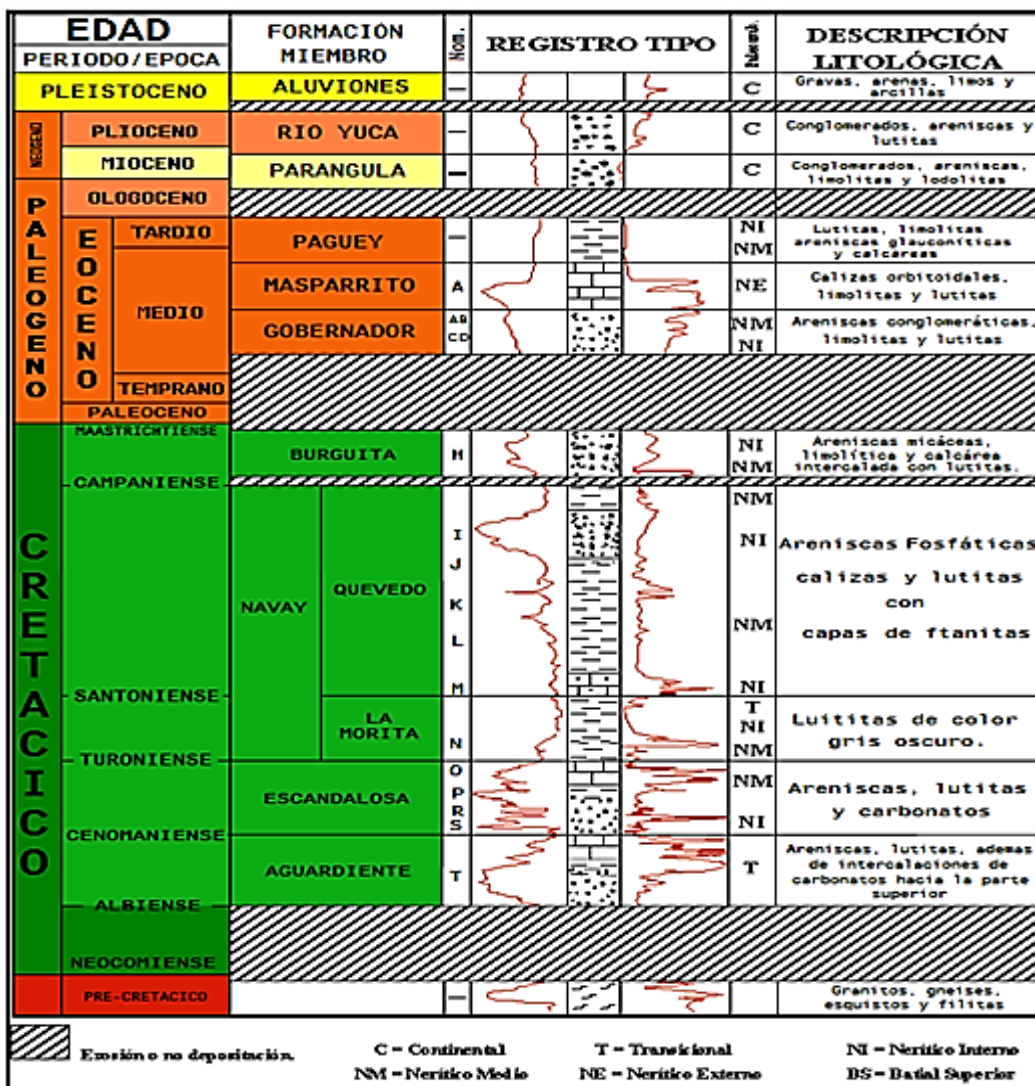


Figura.IV.6.2. Perfil estratigráfico campo Borburata (Intranet PDVSA)

Para el campo Borburata se estudió la trampa BOR-2E en las arenas Gobernador A/B ya que esta es la arena objetivo del hoyo intermedio, en el área de estudio. La trampa BOR-2E, del campo Borburata está situada aproximadamente a 12 Km al suroeste de la ciudad de Barinas, en el estado Barinas y fue descubierta en 1994 con la perforación del pozo BOR-2E , el cual penetró los horizontes ESC-R3, ESC-P2, el miembro O de la formación Escandalosa y la arena A/B de la formación Gobernador, la formación objetivo es Gobernador arena A/B, edad Eoceno (medio-inferior) que litológicamente está compuesta por intercalaciones de arenas con pequeñas capas de calizas de más o menos 2 pies de espesor, hacia el tope de la formación, las cuales en algunos casos pudieran ser interpretadas como pequeños sellos verticales. Después del intervalo prospecto de hidrocarburos, en Gobernador, se encuentra una capa de caliza de 10 pies de espesor aproximadamente perteneciente al miembro Masparrito, (entre Paguey y Gobernador) el cual gradualmente pasa a lutitas calcáreas de la parte basal de la formación Paguey.

#### **IV.6.1.2 Problemas operacionales durante la perforación.**

Los principales problemas en la zona de estudio son los tiempos improductivos a la hora de perforar los pozos. Estos se deben principalmente por inconvenientes ya sea en superficie o en el hoyo en el momento de perforar la zona intermedia.

Algunos pozos que se perforaron en el campo Borburata presentaron dificultad operacionales por problemas que ocurrieron al perforar una larga sección tangencial, debido a esto se observó que el aumento de los tiempos no productivos ocurrió por las llevadas de la mecha a superficie producto de



repasos, pegas, arrastres, problemas de hoyos pero en su mayoría están relacionados a problemas asociados a fallas en los equipos del taladro.

Por estos inconvenientes resulta primordial obtener un sistema de perforación direccional mediante el cual se puedan reducir los tiempos limpios de perforación en esta sección intermedia, además de maximizar el rendimiento de la sarta de perforación y optimizar la tasa de penetración.

El promedio del tiempo no productivo en las principales actividades en algunos de estos pozos corresponde a desvíos, atascamiento de tuberías, operaciones de pesca, falla de sartas de perforación y reacondicionamiento de hoyo. El 67% del tiempo no productivo corresponde a actividades correctivas, mientras que solamente el 33% corresponde a actividades de acondicionamiento de hoyo y viajes de tuberías. Con respecto al promedio del tiempo no productivo en superficie, las principales actividades realizadas durante este tiempo se distribuyen de la siguiente manera: 60% a reparaciones por parte de las empresas contratistas, y el 40% del tiempo restante es debido a las esperas de estas empresas.

Todo lo anterior evidencia, que la mayoría de los inconvenientes en la perforación están más relacionados a fallas de los equipos de taladro, que a fallas del BHA de perforación direccional.

#### **IV.6.1.3 Análisis de Resultados**

Para realizar la construcción de la zona intermedia de 12¼ pulgadas de los pozos en el campo Borburata, se utilizaron herramientas direccionales, de las cuales se obtuvieron 14 pozos construidos con motor de fondo (MDF), 5 pozos construidos con RSS y 4 pozos haciendo una combinación de los dos, esto en gran parte debido a que los RSS son tecnologías novedosas que

apenas se habían utilizado en el campo, a partir del año 2005 y se han ido introduciendo de manera lenta y paulatina debido a que su uso no se ha globalizado en comparación con los motores de fondo.

La mayor parte de la muestra de los pozos del campo se han construidos con una trayectoria tipo J, mientras que solo dos fueron construidos en trayectoria tipo S (ver tabla.III.6.1), se tiene que al menos cada uno de los dos tipos de trayectoria posee un representante construido con cada una de las herramientas direccionales. Dentro de los antecedentes de perforación se conoció la razón de la necesidad de construcción de pozos tangenciales, debido a la ubicación de yacimiento A/B BOR-2E, bajo zonas de carácter agrícolas, las cuales son la base de la economía de la región, por lo cual se debe evitar en todo momento vulnerar el entorno.

En la zona de estudio es posible observar que la construcción del hoyo intermedio representa el mayor tiempo de construcción de los pozos, destaca notablemente que el promedio del tiempo para construir los pozos de una zona en específicos es de aproximadamente 65 días, y que en algunos otros el aumento es notable debido a que están afectados por la construcción de *SideTrack*.

La tabla.IV.6.1 a continuación muestra los pozos con menor tiempo de perforación en el campo Borburata.

Tabla.IV.6.1 Comparativa de los pozos con menor tiempo de construcción del hoyo intermedio.<sup>[9]</sup>

<b>Pozos con secciones de hoyo intermedio con menor tiempo de construcción y herramientas direccionales usadas</b>				
<i>Pozos del BOR- 2E</i>	<i>Tipo de trayectoria</i>	<i>Herramienta</i>	<i>Long (pies)</i>	<i>Tiempo(días)</i>
BOR- 26	J	Sarta conv.(Vertical: 2.015'-7.812')mas MDF (Tang: 7.812'-11.520')	9.505	26
BOR- 27	S	Totalmente con MDF	9.100	22
BOR- 33	J	Totalmente con MDF	9.390	30
BOR-37	S	Totalmente con RSS	9.114	19
BOR-38	J	Totalmente con RSS	9.331	20

La tabla representa los pozos que poseen records en tiempos de perforación de la sección intermedia. En ella se observa con carácter de atención que corresponde a cinco pozos, los cuales se detallan que entre estos se encuentran los únicos dos pozos de la muestra que han sido perforados con trayectoria tipo S, además que cada uno de ellos es representate de unas de la tecnologías de perforación.

Precisamente de estos pozos tipos S, es evidente que el tiempo de construcción de la sección es menor para aquel en el que fue usada la herramienta RSS (BOR-37). También corresponde decir que la sección de longitud es 14 pies más que la construida con MDF (BOR-33) y aun así, es evidente la reducción de 3 días del pozo (BOR-37).

Una analogía similar recae en los ejemplares correspondientes a los tipos J, en el pozo BOR-26, fue usada una sarta convencional para una sección vertical y MDF para la sección tangencial, y se tiene 26 días de construcción, comparándose con el pozo BOR-37, cuya sección completa fue construida con MDF en 30 días. El aumento de tiempo en este pozo es debido a que toda esta sección es tangencial, lo cual representa una dificultad mayor a la hora de perforar este tipo de secciones, a pesar de estos solo fueron 4 días de diferencia.

Ahora bien, el pozo BOR- 38, tipo J cuya sección intermedia fue totalmente construido con la herramienta RSS, se llevó a cabo en solo 20 días, lo cual representa un 34% de ahorro de tiempo, respecto al pozo de construcción homologo BOR-33 (con uso de MDF). Lo cual lleva a aseverar la efectividad en reducciones del tiempo de construcción del hoyo intermedio, que es objeto de este estudio. La efectividad de la construcción de los pozos viene reflejada en el tiempo necesario para culminarlos, pero no es determinante. Usando este parámetro junto con la distribución de los tiempos de operación, es posible una caracterización más objetiva. Para pozos con trayectoria tipo J, se evidencia un 35% de ahorro en tiempos de perforación mientras que para trayectorias tipo S, el ahorro es mayor alcanzando un 79,8%, cuyas diferencias vienen dada por la complejidad que alcanza la construcción de cada uno de estos tipos de trayectorias. Se marca entonces la tendencia a tener tiempos limpios de penetración menor con el uso de RSS, incrementándose la efectividad de la perforación ya que se llega a las profundidades programadas con una reducción significativa del tiempo en comparación con los motores de fondo.

Además se compararon pozos en los cuales se usaron MDF y aquellos que se usaron RSS, y se tienen tasas de penetración muchas más altas para los sistemas RSS, logrando construir largas secciones en cortos tiempos.

**IV.6.1.4. Conclusión del trabajo.**

Partiendo del hecho de que una reducción del tiempo invertido en la perforación, representa un cierto porcentaje en el tiempo de construcción de la sección intermedia de los pozos del campo Borburata, se pudo dilucidar cuál es la mejor elección de los BHA de perforación direccional, debido a que esto se traduce en impacto económico que equivale a una disminución de los costos y a una entrega más pronta de los pozos comprometidos. Además de la determinación de los inconvenientes que comprometen la eficacia de los sistemas de perforación, permitiendo atacar dichos elementos y así evitar ciertas pérdidas de tiempo, que vienen asociadas a la fase de perforación.

Los sistemas RSS mostraron una ventaja evidente en la reducción de los tiempos efectivos de perforación, en comparación con los sistemas tradicionales de motores de fondo, además de proveer la mayor tasa de penetración, adicionalmente, con esta herramienta se construyeron secciones de hoyo en menor tiempo y permitieron un progreso de la fase de perforación con poco tiempo de parada.

**IV.6.2. APLICACIÓN DEL MOTOR DE FONDO (MDF) COMBINADO CON LA HERRAMIENTA DE ROTACIÓN DIRECCIONAL (RSS), EN EL CAMPO TOMOPORO AL OESTE DE VENEZUELA, CON EL FIN DE OPTIMIZAR LA PERFORACIÓN. <sup>[34]</sup>****IV.6.2.1. Localización geográfica del campo de estudio.**

El Campo Ceuta se encuentra en la región Centro-Oriental del Lago de Maracaibo, al sureste de Maracaibo y a 40 km al sur de Lagunillas. Este Campo se extiende hacia el este formando parte del Estado Trujillo.

El Campo Ceuta también conocido como Campo Tomoporo, tiene una configuración estructural que presenta un amplio homoclinal de rumbo este-oeste con suave buzamiento de 67° al sur, que concluye al este en la falla de Tomoporo. (Ver figura IV.6.3)

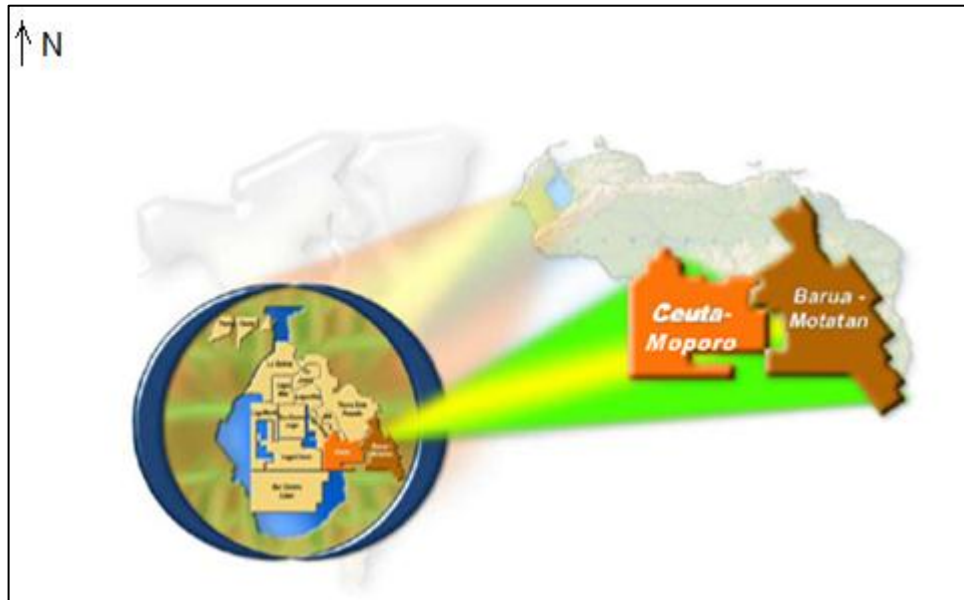


Figura.IV.6.3. Localización del Campo Tomoporo (Intranet PDVSA)

Tomoporo es una de las la mayores acumulaciones de petróleo en la zona, con más de 500 millones de barriles en reservas de 20° API. El campo ha sido desarrollado hasta la fecha con alrededor de 21 pozos, 10 de ellos verticales y 11 direccionales, con inclinaciones entre 20 y 40 grados.

El campo produce hidrocarburos de la formación Misoa (Eoceno), principalmente de las Arenas B. (Ver figura.IV.6.4)

EDAD	UNIDADES GEOLOGICAS	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA	LITOLÓGIA
RECIENTE	DEPÓSITOS ALUVIONALES	Depósitos Aluvionales.	
PLEISTOCENO	FORMACION EL MILAGRO	Areniscas friables, arenas no consolidadas.	
PLIOCENO	FORMACION ONIA	Arcillas limolíticas: gris claro y pardo.	
MIOCENO	FORMACION LA PUERTA		Arcillas abigarradas y areniscas masivas, estratificación cruzada.
	LAGUNILLAS	BACHAQUERO	Areniscas poco consolidadas, lutitas y algunos lignitos.
		LAGUNA	
		OJEDA	Lutitas y areniscas limolíticas intercaladas.
		LAGUNILLAS INFERIOR	Areniscas intercaladas con arcillas y lutitas carbonáceas abigarradas.
	LA ROSA	LUTITAS DE LA ROSA	Lutitas gruesas marinas con intercalaciones locales de arena.
SANTA BÁRBARA		Arena basal con intercalación de arcillas laminares.	
EOCENO	FORMACION PAUJI		Lutitas de color gris oscuro.
	ARENAS B1-B5		Gruesas capas de lutitas frecuentemente limolítica y carbonácea intercaladas con areniscas duras y limonitas.
	MISOA (ARENAS B6-B9)		Areniscas masivas de grano fino con intercalaciones de lutitas.
	TRUJILLO	ARENAS C1-C3	Areniscas de color blando y lutitas de color gris oscuro a negro.
		ARENAS C4-C7	Arenas masivas de grano fino con algunas intercalaciones de lutitas.
PALEOCENO	FORMACION GUASARE		Calizas arenas fosilíferas y areniscas calcáreas intercaladas
CRETÁCEO	MITO JUAN		Lutitas marinas, limonitas.
	COLÓN	LUTITAS DE COLÓN	Lutitas marinas.
		SOCUY	Calizas fosilíferas arenosas, intercaladas con arcillas arenosas y lutitas calcáreas fracturadas de colores negras, grises y azuladas.
	LA LUNA		
	GRUPO COGOLLO	MARACA	
		LISURE	
		APÓN	
RÍO NEGRO		Conglomerado basal.	
PRE-CÁMBRICO	BASAMENTO ASOCIACIÓN MUCUCHACHÍ O FORMACIÓN LA QUINTA)		

Figura IV.6.4. Sección estratigráfica de Tomoporo.<sup>[34]</sup>

La combinación de un motor de fondo de transmisión robusta y alto poder con un sistema rotatorio en una misma sarta de perforación ha probado la capacidad de exceder los resultados obtenidos con estas dos herramientas direccionales, cuando se utilizan por separado.

Con motores de fondo, parte de la energía hidráulica generada por las bombas se convierte en mayor torque en la mecha; sin embargo,

frecuentemente las operaciones de deslizamiento ocurren a tasas de penetración bajas, afectando el desempeño total.

Adicionalmente, la respuesta direccional errática al cambiar el modo de operación (rotar a deslizar y viceversa), agrega tortuosidad adicional al pozo, y por tanto, aumenta las fuerzas de torque y arrastre durante la perforación y la vida productiva del mismo. Usando sistemas rotatorios, la curvatura es construida de manera más consistente; sin embargo, no siempre se dispone de la capacidad de torque necesaria para mover eficientemente la totalidad de la sarta, afectando negativamente el avance al final de la corrida.

El ensamblaje de la sarta perforación que contiene una herramienta rotativa dirigible en un diseño especial, permite que se obtenga un alto torque proporcionado por el MDF y RSS mediante la entrega de una rotación más rápida por minuto (RPM) en la mecha. El aumento de las RPM reduce las vibraciones y la transmisión en el resto de la sarta de perforación, además el MDF, mitiga los efectos del deslizamiento y ayuda a prevenir el daño a las herramientas de RSS. La combinación de los MDF y RSS ha tenido un impacto positivo en la vida de la mecha y herramientas de fondo de pozo, y han dado lugar a un aumento en la tasa sobre el fondo y en el promedio de penetración.<sup>[35]</sup>

Este enfoque marca un cambio radical en el rendimiento, logrando una reducción en el tiempo de perforación de aproximadamente 50% en comparación con la media establecida para la zona en los últimos 5 años.

#### **IV.6.2.2. Problema operacionales en el campo Tomoporo.**

La perforación de pozos direccionales en el campo Tomoporo en el occidente de Venezuela es una operación difícil y arriesgada. La perforación de pozos profundos altamente inclinados en esta área, se caracteriza principalmente por la inestabilidad del hoyo.



En las formaciones inestables los esfuerzos diferenciales alrededor del hoyo exceden la resistencia de la roca, originando su rompimiento o deformación, tal como sucede cuando se perforan formaciones geo presurizadas o plásticas. En el primer caso, fragmentos de roca caen dentro del hoyo causando su ensanchamiento y en el segundo caso el esfuerzo diferencial deforma a la roca flexible y la desplaza hacia la zona de menor presión, disminuyendo el diámetro del hoyo. En ambos casos, la tendencia a las pegas de tubería por empaquetamiento/puente o diferencial y los problemas de incremento de presión, torque, arrastres, entre otros, son evidentes.

Las pérdidas considerables de tiempos no productivos son el resultado de viajes difíciles, calidad de hoyos pobres, pérdidas de circulación de lodo e incidentes de pegas de tuberías. En estas condiciones, el uso de motores convencionales de desplazamiento positivo aumenta el riesgo de que ocurra atascamiento de las tuberías cuando tienen un difícil deslizamiento, y además las bajas tasas de penetración aumentan al estar expuestas a las condiciones de hoyo abierto. El uso de los sistemas rotativos direccionales (RSS) permite mitigar algunos de los riesgos, pero los altos choques y vibraciones en formaciones laminadas, añadido a las severas condiciones de perforación, aumentan el número de viajes y daños de las herramientas de fondo de pozo.

Los problemas de perforación en el campo Tomoporo ocurren en la sección intermedia del pozo de 12¼ pulgadas, cuando los motores de fondo o el sistema de rotación direccional son utilizados.

Estos incidentes han llevado un aumento del tiempo de perforación y costos adicionales así como aplazamiento de la producción, todo esto perforando formaciones como la Lagunillas, La Rosa y Pajuil que presentan una alta estática.

**IV.6.2.3. Planificación de trabajo.**

Analizando en detalle cada problema ocurrido como consecuencia de la inestabilidad del hoyo y pensando en la solución a futuro, fue necesario reuniones de trabajo entre el operador y las empresas de servicio para lograr una planificación que resultase fundamental para realizar la sección intermedia del pozo. A fin de proporcionar las condiciones específicas para la combinación de RSS y motor de fondo, algunos cambios en el programa de perforación original tuvieron que ser incluidos, como:

Utilización de una tubería de perforación más grande: Con la introducción de una sarta de  $6\frac{5}{8}$  pulgadas en vez de una de  $5\frac{1}{2}$  pulgadas, es posible reducir la caída de presión en el sistema y por lo tanto, se obtienen tasas de flujo más disponible para la bomba. Este cambio era importante para equilibrar las pérdidas adicionales generadas como resultado de tener dos herramientas de dirección en la sarta.

Como la inclinación no era factor relevante para la combinación de las herramientas, es posible entonces ejecutar un mayor torque, con el motor de fondo, sin ningún tipo de restricciones geométricas y para aumentar las RPM proporcionado a la superficie en comparación con ciclos anteriores.

El operador y la compañía de servicios de perforación realizaron el proceso de selección de mecha, con el fin de encontrar el mejor ajuste y lograr el objetivo de las aplicaciones, manteniendo en cuenta la estabilidad e intercalaciones irregulares a perforar.

En la figura.IV.6.5 podemos observar las distintas configuraciones seleccionadas para la perforación en esta zona, al lado izquierdo tenemos el ensamblaje con motor de fondo, en el centro el ensamblaje con RSS y por ultimo del lado derecho el ensamblaje con la combinación de motor de fondo con un sistema RSS

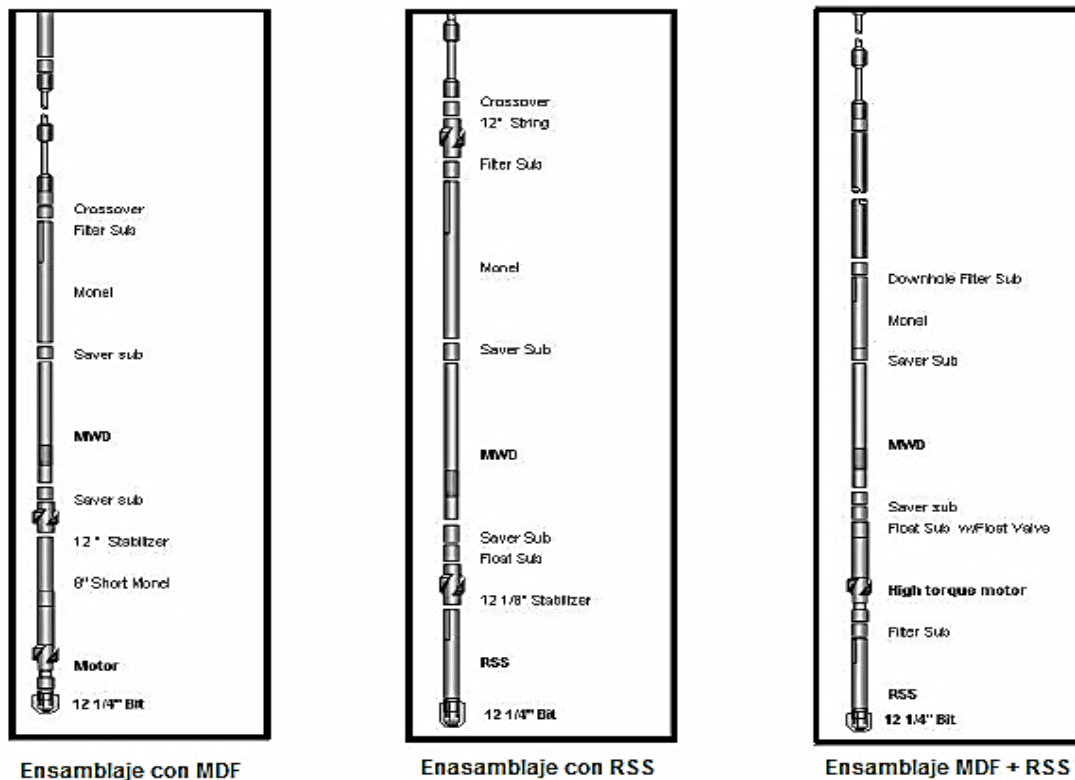


Figura.IV.6.5. Ensamblaje típico para la perforación direccional de la sección de 12 ¼ pulgadas<sup>[34]</sup>

El primer intento de perforación con la combinación de estas dos herramientas tuvo lugar en el pozo TOM-21, y se realizó con el fin de maximizar la perforación del pozo y mitigar las dificultades asociadas.

**IV.6.2.4. Análisis de Resultados**

En la experiencia de la perforación del pozo TOM-21 aun cuando ocurrieron problemas frecuentes como viajes a la superficie para cambiar las herramientas debido a la fricción por deslizamiento, choques y problemas con el casing los resultados logrados fueron superiores que al trabajar con una sola herramienta, obteniendo un incremento en el ROP de un 23% más rápido que el mejor pozos vecino y un aumento de 102% en comparación con el promedio de esa sección en el campo.

Luego de los logros obtenidos en el pozo TOM-21, se realizaron perforaciones en la zona intermedia de los pozos TOM-21 ST1 y TOM 21 ST2 y en todos los casos, al utilizar la combinación del sistema motor de fondo y RSS, se obtuvo que la ROP fue superior al promedio de todo el campo en esa sección en particular, a pesar de controlar la velocidad de penetración, ya sea para desviar o debido a las limitaciones de la limpieza del hoyo.

En la figura.IV.6.6 se muestra la comparación entre la tasa de perforación obtenidas con motores convencionales y sistema de rotación direccional, y la tasa de perforación cuando se perforó con la combinación de ambas herramientas

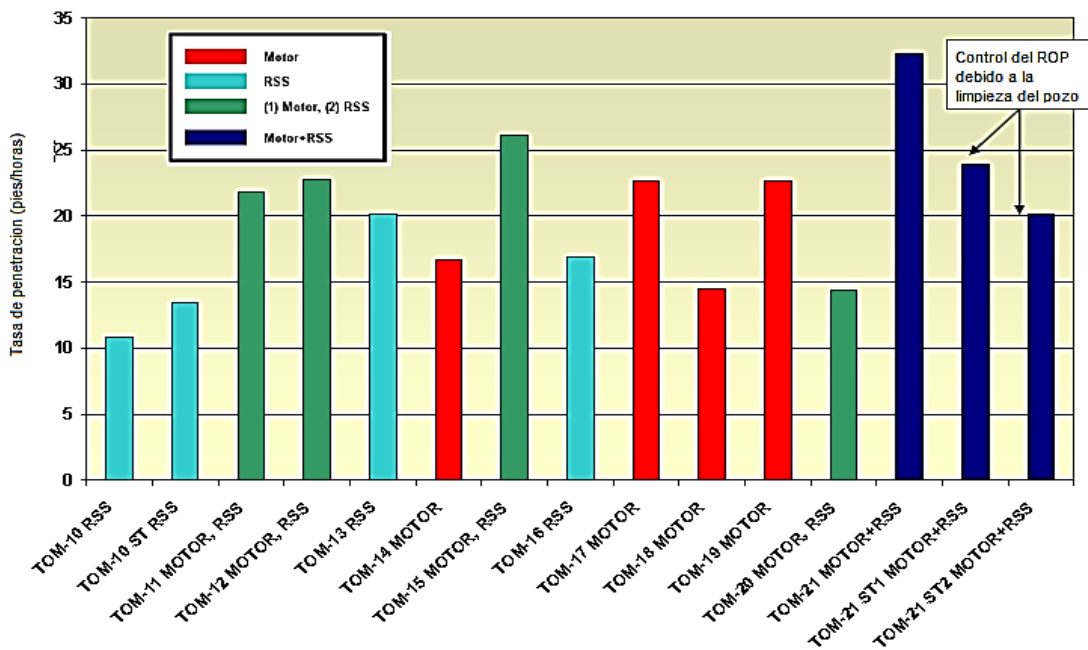


Figura.IV.6.6. Comparación entre pozos direccionales. [34]

El sistema rotatorio resulto una alternativa confiable para mejorar las tasas de penetración al perforar las arenas de TOM 21 en el campo Tomoporo, eliminando el deslizamiento y los pobres avances asociados con los motores

de fondo en esta litología. La combinación de un motor de fondo de alto poder y el sistema rotatorio permitió maximizar aún más la energía aplicada directamente en la mecha, incrementando significativamente las tasas de perforación y permitiendo ahorros significativos en el tiempo total de la sección intermedia.

Por ejemplo se perforó una sección del pozo ST1 que presentaba más inconsistencias que las demás, por lo que se esperaba un ROP más bajo que el obtenido en profundidades someras, para esto la sarta de perforación fue controlada para compensar la manipulación y eliminación de residuos, y aun así el ROP promedio obtenido fue superior al 92% del ROP conseguido al desviar pozos en el momento de tener tubería atascadas, debido a eso se pudieron preservar 5,5 días en comparación con el mejor desplazamiento realizados en otros intervalos.

Además se hizo una comparación adicional para establecer la velocidad de penetración máxima que se podía alcanzar para la ejecución sólo del RSS y su combinación con el motor fondo. Para ello, se utilizó la información registrada por la herramienta MWD y se comparó en intervalos similares (por debajo de 12000 pies, donde la formación es más compacta), dando como resultado claramente que el ROP en el fondo era mayor para la combinación motor-RSS en comparación que con solo la ejecución del RSS.

Con esta aplicación, hay una ventana para seguir mejorando, como lo son las revoluciones por minuto adicionales generadas por el motor de fondo que son una función de la velocidad de flujo, ya que mientras mayor sea la velocidad de flujo ocasionada por el movimiento de rotación más se transmitirá directamente a la mecha.

Según lo descrito por (Dupriest y Koederitz <sup>[36]</sup>), existe un punto en el cual el ROP deja de responder linealmente a los parámetros de funcionamiento y

alcanza su valor máximo. Con la implementación de esta combinación en Tomoporo, este punto no se ha llegado a alcanzar por lo que se pueden obtener revoluciones por minuto adicionales, aumentando así la tasa de penetración.

#### **IV.6.2.5. Conclusión del trabajo.**

La combinación de motor de fondo y RSS hizo posible la reducción de entre 5,5 y 20 días en él la sección intermedia de 12¼ pulgadas en el campo Tomoporo, maximizando el rendimiento de la sarta de perforación en esta sección lo que representó una mejora entre el 25% y 47% en tiempo asociado.

Mecánicamente la disociación entre la mecha y el RSS del resto de la sarta de perforación redujo la tortuosidad en el pozo, además de mitigar con éxito los golpes y vibraciones, de esta manera se minimizaron los problemas de torques relacionados en el pozo TOM-21. Además la combinación de un RSS con un motor de fondo mantuvo un control constante de la trayectoria y proporcionó la máxima energía posible en la mecha tanto como mecánica (WOB y perforación RPM) y la hidráulica (HSI).

La utilización de este tipo de método requiere alta capacidad hidráulica del sistema para poder manejar eficientemente las caídas de presión requeridas al incluir una herramienta direccional adicional. Esta condición es fundamental para el éxito de la tecnología aplicada.

### **IV.6.3 ESTUDIO DE LA TECNOLOGÍA DEL SISTEMA ROTATIVO DIRECCIONAL (RSS) EN EL CASO DE LAS COLINAS DE CANADÁ, LAS CUALES SON UN DESAFÍO EN AMBIENTES PARA LA PERFORACIÓN.<sup>[37]</sup>**

Antecedentes geológicos para las Laderas rocosas de las montañas canadienses:

Las colinas de las montañas rocosas de Alberta se encuentran entre las cuencas sedimentarias occidental de Canadá y las montañas rocosas. Alberta esta en gran parte cubierta por depósitos glaciales de los últimos años, pero por debajo de su manto de sedimentos tiene una variedad de rocas de edades comprendidas entre el Arcaico y finales del Terciario.

Las rocas más antiguas y profundas de la corteza del Escudo Canadiense se exponen en la esquina noreste de la provincia, pero están en todas partes, por debajo de capas relativamente delgadas de rocas sedimentarias más jóvenes, que datan de tres períodos de tiempo separados: el Devónico, Cretácico-Paleoceno, y el Oligoceno-Mioceno.

Las rocas anteriores a estas tienden a ser marinas, establecidas por los mares continentales, que son típicos de la mayoría del tiempo geológico. Las rocas más antiguas tienden a ser no marinas, hechas de ríos de lava y tierra en el lugar, y de erosiones de las montañas rocosas en el oeste. Las colisiones continentales debido a fuerzas de compresión han empujado partes de las rocallosas hacia el este.

Las colinas de las montañas rocosas son el foco de exploración de hidrocarburos en el oeste de Canadá. Hasta la fecha, la mayoría de la exploración geofísica en estas colinas rocosas se ha realizado a través de la exploración sísmica y ha dado imágenes claras de la estructura en 3D. Sin

embargo, la geología complicada y resistente del terreno en las colinas rocosas de la montaña presenta algunos desafíos. (Ver figura IV.6.7)



Figura.IV.6.7. Localización geográfica de Alberta Canadá, <sup>[37]</sup>

Los movimientos tectónicos de compresión han causado importantes acortamiento del margen occidental de la cuenca y han creado tanto las montañas rocosas como las colinas. La litología de Alberta se compone principalmente por limo y pizarra en su mayor parte. Los depósitos de pizarra, provienen de la formación Blackstone y de la formación Wapiab, respectivamente que se encuentran presentes por encima y por debajo de una piedra arenisca proveniente de la formación Cardium. Las estructuras de las colinas poseen un estilo estructural muy complejos y se han desarrollado en respuesta a diferentes litologías. (Ver figura IV.6.8)



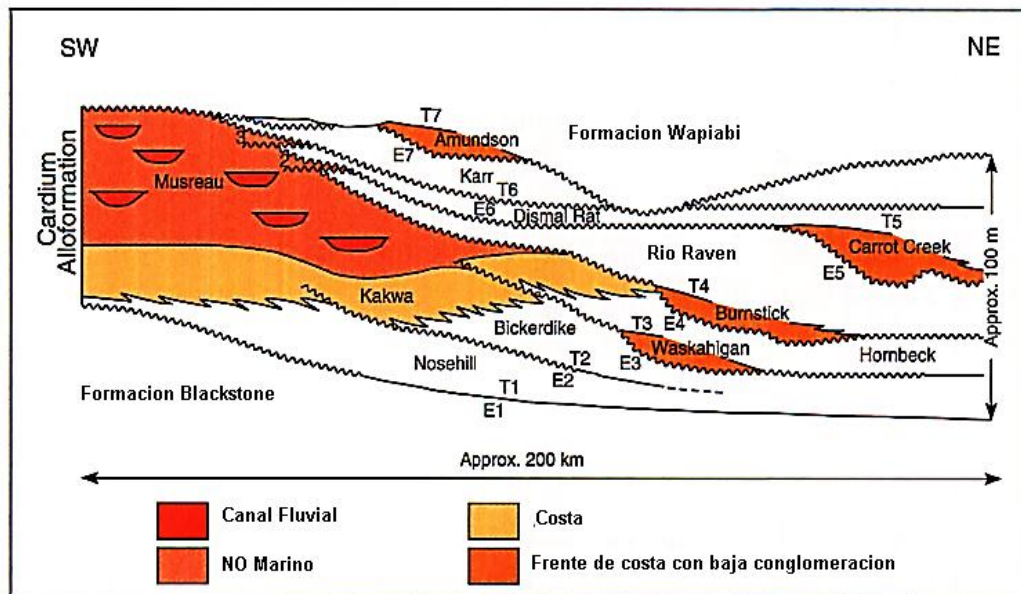


Figura.IV.6.8 Estructura estratigráfica de Alberta. [37]

#### IV.6.3.1. Problemas Operacionales durante la perforación

La perforación en las montañas rocallosas de Alberta en Canadá presenta diversos desafíos debido a que las formaciones presentes en esta área conducen a tiempos de perforación extendidos. Por tal motivo existe una verdadera preocupación del desgaste del revestidor (*casing*) en las secciones superiores, debido a esto debe ser adoptado un cuidado especial para garantizar la integridad de la carcasa a través de la vida útil del pozo. Los estudios han demostrado que incluso pequeñas patas de perro localizadas en la sección vertical puede llevar a puntos de fatigas por lo que pueden ocurrir erosión de la cubierta. Mantener el bienestar directamente en esta formación ha sido una prioridad para las empresas y operadores de perforación direccional.

La perforación en estos entornos nos lleva a operaciones de bajo a altos costos debido a muchos factores relacionados como lo son:

- Mantener el hoyo vertical a través de las formaciones.
- Soportar la lenta perforación debido a formaciones duras y muy abrasivas.
- Minimizar el número de BHA's para perforar la sección del hoyo en la superficie y así evitar el número de corridas para realizar las correcciones para llevarla de nuevo a la vertical.
- Evitar el desgaste del *casing* en la perforación debido al riesgo del gas ácido proveniente del medio ambiente
- Minimizar la gravedad de patas de perro presentes en pozos debido a que crean puntos de tensión donde el *casing* está obligado a doblar, la gravedad de estos puntos se puede reducir agujereando antes del correr el *casing*, pero se utilizaría más tiempo y sería más costoso. Además, los lugares de pata de perro debe ser registrado para permitir de referencia y la vigilancia durante la inspección del *casing*.

Uno de los objetivos principales era desviar el pozo después de perforar con mecha de 12¼ pulgadas de diámetro, para reducir al mínimo las patas de perro, esto con el fin de ejecutar la corrida del *casing* sin crear puntos de fatigas mientras se mantenía la integridad del pozo y en una TD aproximada de 22.300 pies.

#### **IV.6.3.2. Análisis de Resultados.**

Se utilizó la herramienta RSS aplicada en diferentes casos para tratar de mitigar muchos de los problemas presentados en este campo.

La herramienta direccional fue aplicada por primera vez basándose en el diseño original de perforación en esa zona, el objetivo era mantener el pozo cerca de la vertical para perforar tanto como fuera posible entre 2.000 y 3.500 m (6.562 ft y 11.483 ft) antes de iniciar el punto de arranque (KOP). Esto era importante para reducir al mínimo en curvas las corridas del *casing*

para evitar introducir puntos de fatiga, que podría crear desgastes en el mismo y afectar la integridad del pozo en el futuro.

La mayoría de estos pozos fueron planeados como pozos profundos con un calado total (TD) de 4.000-6.500 m (13.123 ft-21.325 ft) con un paso de 1.8-2.8 km. En la fase de ejecución se utilizará el RSS con 16 pulgadas, 12¼ pulgadas y 8¾ pulgadas de diámetro.

En un segundo caso, el operador utilizó el RSS y un motor con función de inclinación para perforar un hoyo de 8¾ pulgadas de diámetro, con una sección intermedia de unos 35 grados de inclinación, luego se perforará una larga sección tangente de + / - 6.500 pies lo más suave posible, para mantener la trayectoria a través de lechos de buzamientos, manteniendo las rotaciones entre 30 y 60 RPM para reducir al mínimo el desgaste del *casing* causado por la rotación en superficie.

En el tercer caso un operador activo realizó operaciones con la aplicación de desviación lateral (*Sidetrack*).

#### **IV.6.3.4. Evaluación de desempeño del RSS**

En cada uno de los casos el RSS demostró un excelente rendimiento debido a que se lograron significativos ahorros en cuanto a tiempo y costo en comparación con los pozos vecinos perforados con MDF, en gran parte la perforación mantuvo la inclinación convenida así como las DLS por debajo de 2 grados, que era lo que se había acordado.

En el tercer caso podemos indicar que la fase de ejecución donde se utilizó el RSS, para desviar se llevó a cabo a partir de un diámetro de 12¼ pulgadas, en el hoyo intermedio en 7.000 pies. Después de cementar el pozo abierto, el RSS perforó un orificio de 12¼ pulgadas, en esta sección intermedia con una suave DLS (2°/30 m) a 7.300 pies, mientras que la

construcción del ángulo fue de 0,2° a 6,93° en la dirección del azimut derecho de 268°. Luego, con 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub> pulgadas donde la corrida del *casing* se ejecutó al fondo sin problemas.

En resumen podemos mencionar que se obtuvo al aplicar el RSS:

- Significativo ahorro de tiempos/costo, logrados en comparación con los desplazamientos de los pozos perforados y desviado con MDF.
- Excelente calidad de hoyo con el fin de permitir una mejor corrida del *casing*.
- El operador gerente de perforación del proyecto indicó que un registro del desgaste del *casing* tomado después de 30 días que el desgaste fue mínimo. Además se debe tener en cuenta que hubo un desgaste mínimo en el punto donde se desvió el hoyo.

La figura.IV.6.9 muestra una comparación de tiempo Vs profundidad de los motores de fondo con respecto el sistema RSS en Canadá

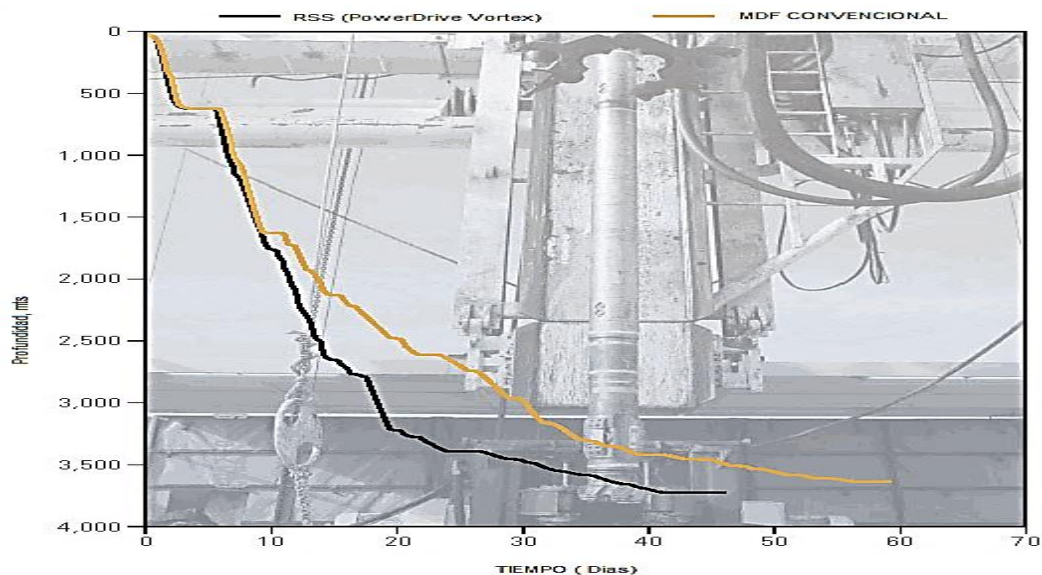


Figura IV.6.9. Comparación de tiempos de perforación entre la herramienta *Power Drive Vortex* de la Schlumberger y un MDF convencional en las colinas de Canadá. <sup>[23]</sup>

**IV.6.3.5. Conclusiones del trabajo.**

La tecnología RSS se está convirtiendo en la mejor opción para todas las aplicaciones de perforación que se inician a partir de la perforación vertical para mantener la verticalidad con una inclinación y DLS mínimas, ya que estas pueden afectar a la integridad y totalidad del pozo. Esta herramienta elimina la necesidad de corridas adicionales para realizar correcciones y además, mejora la eficiencia de la desviación en la perforación horizontal debido a la eliminación de intervalos de deslizamiento.

Los resultados obtenidos son una mayor tasa de penetración y perforaciones suaves con una mejor limpieza del pozo, eliminando la necesidad de viajes dedicados a limpiar residuos. Por otra parte los rendimientos posteriores brindan beneficios económicos relacionados con la reducción de costos en las operaciones de perforación y en general en la reducción del tiempo hasta los principios de la producción del pozo.

**IV.6.4 USO DE LA HERRAMIENTA ROTATIVA DIRECCIONAL EN EL CAMPO VALHALL, NORUEGA. <sup>[38]</sup>****IV.6.4.1 Localización e Información geológica.**

El campo Valhall se encuentra en un principio sobrepresionado, y subsaturado por un depósito de yeso del Cretácico, situado en la fosa central de un sector noruego del Mar del Norte. El yacimiento se encuentra a una profundidad submarina de aproximadamente 7800 pies, y consta de dos formaciones de aceite: Tor y Hod. La primera y mas importante contiene aproximadamente dos tercios del aceite y esta constituida por un yeso suave caracterizado por alta pureza (95-98% de calcita), alta porosidad (hasta 50%) y alta saturación de petróleo (90% o más).

Puesto que se han encontrados mas yacimientos en el campo, ha sido necesario generar pozos horizontales de alcances extendido. Como consecuencia de ello, el tiempo de perforación es mayor debido a la formación de lutitas en la parte superior del yacimiento lo que genera una presión de sobrecarga, incrementando los problemas de perforación dramáticamente, la mayoría de estos problemas de perforación están asociados con la inestabilidad de hoyo. La figura.IV.6.10 muestra la columna estratigráfica en el campo Valhall.

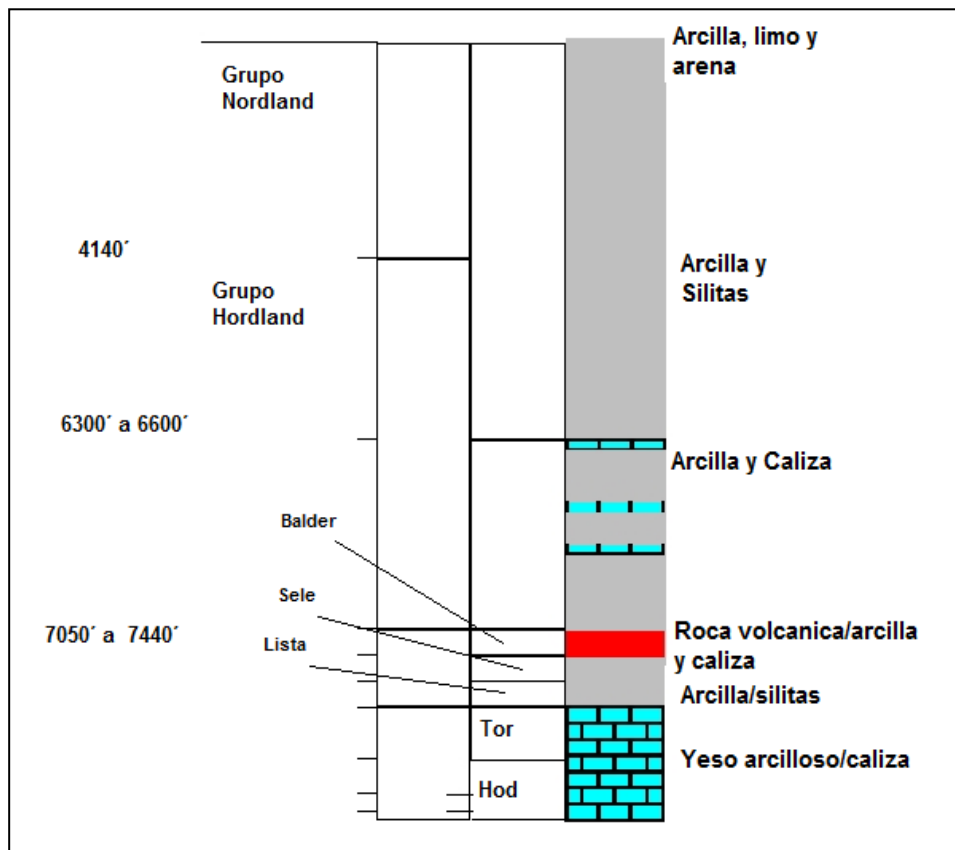


Figura.IV.6.10 Columna estratigráfica del Campo Valhall. [38].

El campo ha sido desarrollado originalmente para la recuperación de 250 MMBLS, pero hasta el momento, ya ha producido más de 450 MMBLS y se está trabajando para demostrar y recuperar los 1 mil millones de barriles.

**IV.6.4.2 Perforación Direccional: Motores de fondo Vs RSS.**

La forma más común de la perforación de pozos direccionales en este campo en los últimos 15 años ha sido mediante el uso de un motor de lodo combinado con un sensor (MWD) para tener una medición durante la perforación. Para dirigir la mecha en la dirección deseada se requiere mantener la curva en el motor apuntando en alguna dirección, mientras se desliza la sarta de perforación en el pozo sin rotación. Cuando se perfora sin rotación de la sarta en el hoyo de alto ángulo, los residuos se acumulan en el espacio anular, para evitar este problema, especialmente a altas inclinaciones, se requiere la rotación continua de la sarta de perforación, así de esta manera la agitación causada por la rotación ayuda a levantar los residuos desde el fondo con ayuda del flujo de lodo. Para lograr esto en el Campo Valhall. se requiere un mínimo de 100-110 revoluciones por minuto (RPM) según la experiencia obtenida en pozos vecinos

Durante la perforación, sin rotación de la sarta de perforación, los residuos se mantienen en suspensión resultando en una reducción en la Densidad Equivalente de Circulación (ECD), aumentando así el peso del lodo de perforación. Cuando la rotación se pone en marcha otra vez al final del intervalo de generación de dirección, la carga se incrementa dramáticamente y todos los residuos se levantan en suspensión, creando un ECD aún mayor. Para poder eliminarlo del pozo se requiere de un período de circulación y de rotación previo, con el fin de que la perforación se pueda reanudar. Esto es para evitar que circule en una ECD muy alta que podría generar pérdidas y acelerar los problemas de inestabilidad del hoyo.

Un efecto similar se observa cuando se perfora una sección tangente en el modo rotatorio en Valhall. Debido a que es necesario mantener una alta tasa de penetración (ROP), provocando desgaste en el ensamblaje de fondo

(BHA). Por tal motivo se perfora en intervalos de 20 minutos o menos, para mantener la EDC (Ver figura.IV.6.11)

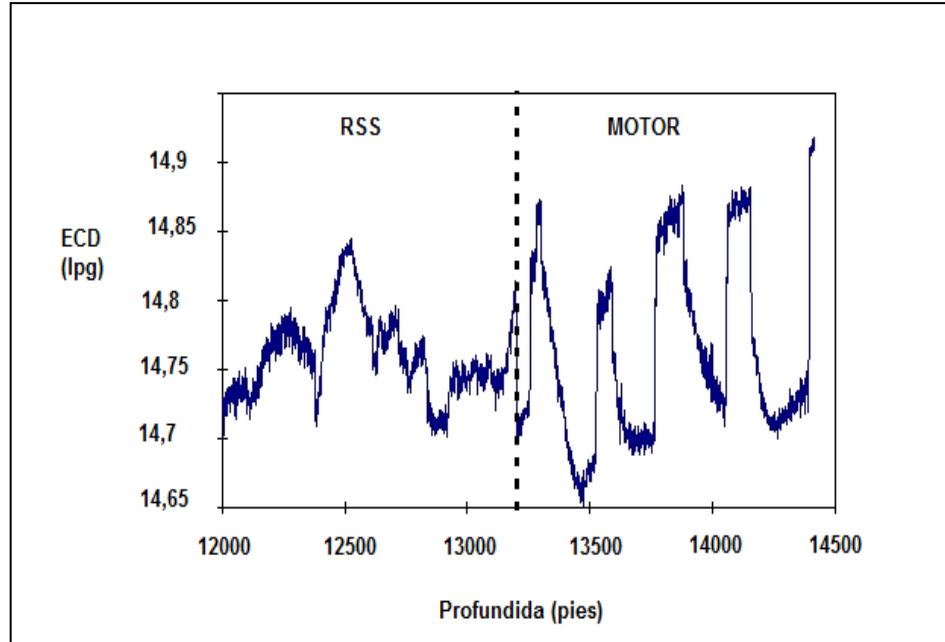


Figura.IV.6.11. Datos de ECD que muestran la diferencia de perforación con un sistema rotativo dirigido (parte izquierda de la imagen) y un motor de fondo (parte derecha). [38]

#### IV.6.4.3.Causa del uso de la RSS en Valhall.

El tramo comprendido entre la zapata de 13<sup>3</sup>/<sub>8</sub>" y la parte superior del depósito (sobrecarga) se compone de lutitas débiles y fracturadas, provocando que al perforar se generen problemas relacionados con la inestabilidad del hoyo. El margen entre la densidad del lodo requerida y la presión de poro es limitado, lo que requiere que la ECD se mantenga en un mínimo para evitar la fractura de la formación.

Recientemente, muchos pozos del Campo Valhall han tenido problemas de inestabilidad de hoyo, especialmente a altas inclinaciones. Esto es en parte debido a la necesidad de perforar a un costado del yacimiento, con pozos de



alcance extendido. El revestimiento del pozos requiere una gran cantidad de dirección en la sección de sobrecarga, para cumplir el objetivo de la colocación de la sección horizontal en el azimut planificado. Al revestir con motores convencionales se necesita una gran cantidad de deslizamiento que da mala limpieza del pozo y mayor riesgo de atascamiento, por tal motivo se decidió intentar la perforación rotativa direccional en esta sección de sobrecarga en Valhall. La esperanza era que esto mejoraría la limpieza del pozo debido a la rotación continua evitando la acumulación de residuos en la parte baja del hoyo. Otro de los beneficios esperados, era que la acción de dirección continua reduciría las pata de perro (*doglegs*) y tortuosidad brindando un hoyo suave, con un orificio de mayor calidad eliminando varios de estos problemas. Por último, se espera que el ROP promedio aumentará ya que el requisito para hacer circular y quitar los residuos del pozo creado por la perforación de deslizamiento se eliminaría.

#### **IV.6.4.4 Rendimiento direccional: Monitoreo del comportamiento direccional.**

Durante la perforación del pozo, el control de la dirección proporcionada por el sistema de guiado automático, es controlado en tiempo real por un sensor MWD ubicado detrás de la herramienta. El software en superficie permite la predicción de la localización del pozo, con las características conocidas de dirección de la herramienta. Los efectos de la severidad de pata de perro puede ser evaluados de manera que, mediante ajustes enviado desde la superficie por medio de pulso de lodo, el curso del pozo pueda ser capaz de ser dirigido con precisión sin interrumpir la operación de perforación, en objetivos específicos.

Los datos obtenidos de los registros de la herramienta del fondo de pozo, en cada ciclo de control durante la operación, incluyen valores de los sensores de orientación, temperatura, niveles de vibración y adicionalmente los comandos emitidos de las válvulas de control. Cuando la perforación se ha completado, y la herramienta es llevada a superficie, estos datos pueden ser descargados y utilizados para analizar y generar una data de la operación.

#### **IV.6.4.5 Conclusiones del trabajo.**

La rotación continua en torno a 110 RPM ha demostrado dar un eficiente flujo constante de los residuos fuera del pozo. Esto, en combinación con un ECD constante de aproximadamente 0.1-0.2 LPG por encima del peso del lodo real, lo que confirma una excelente limpieza del pozo.

La posibilidad de reprogramar la herramienta desde superficie ha demostrado ser fiable y se ha utilizado en varias ocasiones.

## CONCLUSIONES

1. Este Trabajo Especial de Grado pone de manifiesto que la utilización de una herramienta de geonavegación rotatoria (RSS) puede resultar beneficiosa en algunos casos para llegar a objetivos localizados en zonas inaccesibles en menos tiempos, impactando en los costos finales de perforación direccional, siempre y cuando se obtenga una relación costo-beneficio razonable.
2. La herramienta RSS es una tecnología relativamente nueva y por ende son poca las informaciones que se puede manejar ya que en las empresas operadoras y servicios son muy aprensivo con este tipo de instrumento de perforación direccional.
3. Con la utilización de herramientas de geonavegación del tipo *Point the Bit* se obtienen mejor calidad del hoyo que con herramientas del tipo *Push the Bit*. Sin embargo, con herramientas de *Push the Bit* se obtienen mayores tasas de construcción de ángulo que con la herramienta *Point the Bit*.
4. Los sistemas RSS muestran una ventaja evidente en comparación con los sistemas tradicionales de motor de fondo debido a que ofrecen un mayor control direccional, mayor ROP así como un menor desgaste de la sarta de perforación, minimizando atascamiento.
5. La combinación de un sistema RSS con motor de fondo resulta favorable ya que proporciona una mayor energía a la mecha y a la hidráulica.
6. En los casos de estudios se deja bien claro la eficiencia que tiene la herramienta RSS en la perforación direccional para trayectorias largas, la disminución de los tiempos no productivos y una excelente geometría en la perforación, sin embargo no ha tenido una buena confiabilidad deseada

en el uso de esta herramienta ya que se encuentra en una etapa de desarrollo y no se ha explotado en su totalidad.

7. El uso de esta tecnología está limitada por la relación costo-beneficio, notándose que su aplicación mayoritaria se encuentra en equipos donde cualquier ahorro en tiempo de taladro impacta directamente en el costo global del proyecto

**RECOMENDACIONES**

En base a la experiencia que se acumuló en la preparación de este Estado del Arte para el estudio del área de perforación direccional se ofrecen las siguientes Recomendaciones:

1. Se recomienda una revisión constante por parte del sector petrolero nacional de la herramienta RSS y equipos a nivel comercial o en mejoras que se realicen en éstos, lo cual permitirá optimizar la perforación direccional y minimizar los tiempos improductivos.
2. Se debe estimular a los próximos tesisistas interesados a que actualicen el Estado del Arte ya que esta herramienta esta en constantes cambios importantes para su evolución y desarrollo en futuras perforaciones.
3. Los estudiantes encargados de las futuras actualizaciones, deberán hacer el esfuerzo de obtener mayor información acerca de los avances tecnológicos que vayan adquiriendo las compañías petroleras en cuanto a este tipo de tecnología y así brindar a los lectores información eficaz.
4. Realizar un estudio complementario para establecer parámetros mediante los cuales se pueda operar el RSS, con el fin de alcanzar el ROP máximo.

**REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

[1] SCHLUMBERGER. "Introduction to Directional Drilling", Sugar Land Learning Center 1998, revisado 2001.

[2] FEBRES, J. GUEVARA, C. "Perforación Direccional" Maturín, Julio 2009. Universidad de Oriente, núcleo Monagas, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Perforación Avanzada.

[3] BAÑO, F. MAYALICA, D. "Tuberías de revestimiento, optimización de su diseño y perforación". Quito, 2009, 267h. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleo). Universidad Central del Ecuador. Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleo y Ambiental, Escuela de Ingeniería de Petróleo.

[4] ARELLANO, L. TAYMARA, R. "Aplicación de la metodología VCD (Visualización Conceptualización y Definición) en la elaboración del programa de perforación de una localización del campo Sinco de la unidad de explotación Barinas del distrito sur de PDVSA" Caracas, 2002. 432h. Trabajo Especial de Grado (Ingeniero de Petróleo). Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería de Petróleo.

[5] HAWKER, D. VOGT, K. ROBINSON, A. "Procedimientos y operaciones de pozos". Marzo 2001, 277h.

[6] ALMEIDA, J; "Perforación Multilateral y Horizontal" (sin fecha de publicación).

[7] RIVAS, P. MARCOS, A; "Análisis técnico de la problemática para el control de la verticalidad en las operaciones de perforación de la formación Carapita campo Orocuai". Maturín, Febrero 2006. 176h. Trabajo Especial de

Grado (Ingeniero de Petróleo). Universidad de Oriente, Escuela de Ingeniería de Petróleo.

[8] COMPUTALOG DRILLING SERVICES. “Directional Drilling I”. (sin año de publicación) 48h.

[9] BRICEÑO. G. KARLA. M, “Análisis comparativo de los tiempos de perforación de las tecnologías direccionales: RSS vs MDF en la construcción del hoyo intermedio de 12¼ pulgadas en los pozos del Campo Borburata”, Edo. Barinas”. Caracas, 2009, 88h. Trabajo Especial de Grado (Ingeniero de Petróleo). Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería , Escuela de Ingeniería de Petróleo.

[10] WILLIAMS, M. SCHLUMBERGER, “Un nuevo giro en la perforación rotativa” (s.f.). Sugar Land, Texas, EEUU

[11] HALLIBURTON, “RSS Review, RST® Brochures” (sin fecha de publicación.). Consultado en Agosto 2011. Disponible en: <http://www.halliburton.com/ps/Default.aspx?navid=24&pageid=173&prodgrpid=MSEaalQU4UPM5B>

[12] PDVSA INTEVEP, S.A. “Herramientas de Geonavegación Rotatoria tipo RSS-3D”. Los Teques. Febrero, 2006.

[13] MACPHERSON, J.D; JODI, P.N; VOS, B.E; BAKER HUGHES INTEQ, “Measurement of mud motor rotation rates using drilling dynamics”, SPE/IADC Drilling Conference, 27 February – 1 March, 2001. Amsterdam, Netherlands. Spe/IAD 67719-MS, Pp1-10

[14] CEVALLOS, P. SHEIDY, N. “Análisis comparativo de la obtención de registros eléctricos en tiempos real (LWD) entre herramientas acimutales y convencionales para el geoposicionamiento de pozos direccionales de alto

ángulo y horizontales”. Quito, Noviembre 2010, 142h. Trabajo Especial de Grado (Ingeniero de Petróleo). Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos.

[15] WARREN,T; Electronic Presentation “Rotary Steerable Directional Drilling Systems: The Way of the Future”, AMOCO Expl.& Prod. Technology Group, 2000, pp 1-140.

[16] WARREN, T; “ROTARY- STEERBLE TECHNOLOGY- Conclusion: Implementation issues concern operator”, Oil & Gas Journal. Dec. 28, 1998, pp 80-83.

[17] SUTHERLAND, G; “Developmet & Application of versatile and economical 3D Rotary Steering Technology” AADE 2002 National Drilling Conference, “ Drilling Technology- The Next 100 years”, Houston, Texas, AADE 01-NC-OH-21. Pp 1-16.

[18] COMEAX, B. C; “Implementation of a next Generation Rotary Steerable System”; AADE 2001 National Drilling Conference, “Drilling Technology- The Next 100 years”, Houston, Texas, AADE 01-NC-OH-25. Pp 1-7.

[19] SIDWELL,G; CONRA,G; UTTER; R; “Rotary Steerable Drilling Systems Enable Single Trip Runs for Large Hole”; AADE 2003 National Technology Conference “ Practical Solutions For Drilling Challenges”,Houton, Texas, april 1-3, 2003, AADE-03-NTCE-49, pp 1-6.

[20] PRATEN,C; “Rotary Steerbale Systemsin the gulf of mexico – A Step Change in drilling Perfomance” AADE 2001 National Drilling Conference, “Drilling Technology- The Next 100 years”, Houston, Texas, AADE 01-NC-OH-22. Pp 1-8.



## Referencias Bibliográficas

---

[21] CRESPO, H. "Análisis del sistema Geo-Pilot para la formación dirigidas en pozos petroleros" Quito, Marzo 2008, 142h. Trabajo Especial de Grado (Ingeniero de Petróleo). Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Geología y Petróleos.

[22] BAKER HUGHES, "Autotrak® Brochure: Rotary Closed Loop Drilling System", consultada en julio 2011. Disponible: <http://www.bakerhughes.com/products-and-services>

[23] SCHLUMBERGER, "Powerdrive®, Powedrive Xtra®, Powerdrive Xceed® Brochures", (s.f.). consultado julio 2011. Disponible en: [http://www.slb.com/services/drilling/directional\\_drilling/powerdrive\\_family/powerdrive\\_x6.aspx](http://www.slb.com/services/drilling/directional_drilling/powerdrive_family/powerdrive_x6.aspx)

[24] HALLIBURTON, "Geo-Pilot® Rotary Steerable Systems", (s.f.). consultado en agosto 2011. Disponible: <http://www.halliburton.com/halcomsearch.aspx?k=geo%20pilot>

[25] PATHFINDER, "ParthMaker® data sheet, ParthMaker® case history", (sin fecha de publicación). consultado en agosto 2011. Disponible: <http://www.pathfinderstaffing.com/>

[26] CAMBRIDGE DRILLING AUTOMATION, "AGS® brochure", (sin fecha de publicacion). Consultado en agosto 2011, Disponible en: <http://www.cambridgetech.com.my/about.htm>

[27] GYRODATA, "Well Guide® Brochure", (s.f.). consultado en septiembre del 2011. Disponible: <http://www.gyrodata.com/node/products/rss/rss>

[28] ANDERGAUGE. "DART® Brochure", (s.f.). consultado en septiembre del 2011. Disponible en: [www.nov.com/downhole/drilling\\_tools/andergauge.aspx](http://www.nov.com/downhole/drilling_tools/andergauge.aspx)

[29] APS TECHNOLOGY. “RSM®; Rotary Steerable Motor Technical Data Sheet”, (s.f.). consultado en septiembre del 2011. Disponible: [http://www.aps-tech.com/drilling/rotary\\_steerable\\_motor.htm](http://www.aps-tech.com/drilling/rotary_steerable_motor.htm)

[30] NOBLE, “WellDirector®, ExpressDrill® ”, (sin fecha de publicación). consultado en septiembre del 2011. Disponible: <http://www.noblecorp.com/career/Offshore/Floorman.asp>

[31] SUGIURA, J. (2008). “Optimal BHA Design for steerability and stability with configurable rotary steerable systems”. Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition held in perth (pág. 13). Australia 20-10 october : SPE 114599.

[32] WORLD OIL, (Junio 2011) “Rotary Steerable Drilling improves deployment of advanced completion”, consultado en Mayo del 2012, Disponible: <http://www.worldoil.com/Rotary-steerable-drilling-improves-deployment-of-advanced-completion-January-2011.html>

[33] PDVSA, PETROSUCRE; “Ingeniería Básica, Localización Corocoro”. Septiembre 2011. 253h.

[34] OCHOA, D; PALACIO, J; AKINNIRANYE, G; CHIRINOS, E; “A Fit Purpose Combination of positive Displacement Motor and Rotary Steerable System Delivers a Step Change in Drilling Optimization in Tomoporo Field: A West Venezuela Case Study”. SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition Held, Amsterdam, The Netherlands, 17-19 March 2009, SPE/IADC 119428.

[35] RONNAU, H-H; BALSLEV, P V; RUSZKA, J; CLEMMENSEN, C; KALLEVIG, S; GROSSPIETSCH, R; MADER, G; “Integration of performance drilling motor and rotary steerable system combines benefits of both drilling methods and extend drilling envelopes” SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, The Netherlands, 23-25 February 2005, SPE/IADC 91929.

## **Referencias Bibliográficas**

---

[36] DUPRIEST, F; KOEDDERITZ, W; "Maximizing Drill Rates with Real-Time Surveillance of Mechanical Specific Energy ". SPE/IADC, Drilling Conference .Amsterdam, The Netherlands, 23-25 February 2005, SPE/IADC 92194.

[37] ADLY, E; "Rotary Steerable System Technology Case Studies in the Canadian Foothills: A Challenging Drilling Environment" AADE 2007 National Technical Conference, Houston, Texas, April 10-12, 2007, AADE-07-NTCE-71, pp 1-9.

[38] SLATER, M; SIGURD, K; BP AMOCO NORWAY AS; PETER, A; CAMBRIDGE DRILLING AUTOMATION LTD; "Use of a Rotary Steerable Tool at the Valhall Field, Norway". IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, Louisiana, February 23-25, 2000, 59217-MS, Pp 1-10

**NOMENCLATURA**

**\$:** Dólar.

**°F:** Fahrenheit.

**´:** pies.

**":** pulgadas.

**ANP:** Arena Neta Petrolífera.

**ANT:** Arena Neta Total.

**API:** "American Petroleum Institute".

**Az:** Azimuth.

**Bbl:** Barriles.

**BHA:** "Bottom Hole Assemble" (Ensamblaje de fondo).

**Bs:** Bolívares.

**Cap:** Capacidad.

**DLS:** "Dog Leg Severity" (severidad de la pata de perro).

**ECD:** Equivalent Circulating Density (Densidad equivalente de circulación)

**ECS:** Escandalosa.

**ERW:** Extended Reach Wells (Pozos de alcance extendido)

**Ft:** Pies.

**gal:** Galones.

**GAPI:** "Gamma Ray, API"

**Gp:** Gas producido.

**GPM:** Galones Por Minuto.

**HP:** "Horse Power" (caballos de fuerza).

**hr:** Horas.

**Hz:** Hertz.

**ING:** Ingeniero.

**K:** Permeabilidad.

**Kh:** Permeabilidad horizontal.

**Kv:** Permeabilidad vertical.

**Km:** Kilómetro

**KOP:** "Kick Off Point" (Punto de dobles de la sarta de perforación)

**Lb:** Libras.

**Lb/gal:** Libras por galón.

**Loca:** Localización.

**Long:** Longitud.

**LWD:** "Logging While Drilling". (Registro mientras se perfora)

**m:** Metros.

**MD:** "Measure Depth" (profundidad medida).

**Md:** Milidarcy.

**MDF:** Motor de Fondo

**MEM:** Ministerio de Energía y Minas.

**Mhz:** Megahertz.

**min:** Minutos.

**MWD:** "*Measure While Drilling*". (Medición mientras se perfora)

**Np:** Petróleo producido.

**Pa:** Presión Actual.

**Pc:** Pies Cúbicos.

**PDVSA:** Petróleos De Venezuela Sociedad Anónima.

**POES:** Petróleo Original En Sitio.

**ppm:** Partes por millón.

**Prod:** Producción.

**Prom:** Promedio

**PSM:** Peso Sobre la Mecha.

**Pulgadas:** Pulgadas.

**Rev:** Revestidor.

**ROP:** Tasa de penetración.

**RPM:** Revoluciones Por Minuto.

**RSS:** Rotary Steerable System (Sistema de Direccional Rotatorio).

**S:** Segundo.

**SPE:** Sociedad de Ingenieros Petroleros

**TD:** Target Depth (profundidad total)

**TFO:** Toolface orientation (orientación de la cara de la herramietta)

**TNP:** Tiempos NO productivos.

**TON:** Toneladas.

**TP:** Tiempos productivos

**TVD:** "True Vertical Depth" (Profundidad Vertical Verdadera).

**WOB:** Peso sobre la mecha

## GLOSARIO

**Activo:** Cualquier recurso humano o físico con que cuenta la empresa.

**Acuífero:** Manto saturado de agua, horizonte productor de agua. Es común llamar *el acuífero* a la sección inmediatamente por debajo del contacto petróleo/agua.

**Aditivo:** Término usado para referirse a las sustancias que se agregan al lodo de perforación o a determinado producto para darle cierta características.

**Ángulo de inclinación:** Es el ángulo fuera de la vertical que marca la dirección del pozo, también se llama ángulo de deflexión.

**Anticlinal:** Configuración de las rocas estratificadas que se pliegan, en la que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta. Arco con la concavidad hacia arriba. La inversa de un anticlinal es un sinclinal.

**Anular:** Espacio entre las paredes desnudas del pozo o entre ésta y la tubería de revestimiento.

**Arena:** Roca sedimentaria, formada por granos principalmente de cuarzo, consolidada en areniscas en las cuales se encuentran la mayoría de los yacimientos en Venezuela.

**Arenisca:** Roca Sedimentaria detrítica formada por la cementación de granos individuales del tamaño de arena compuesta comúnmente del mineral de cuarzo.

**Arremetida:** Entrada de fluido de la formación hacia el pozo.

**Azimut:** Ángulo medido desde el Norte hasta el hoyo en dirección Este, con base en la escala completa del círculo de 360°.

**Barril:** Unidad volumétrica de medida que se emplea en la industria petrolera y equivale a 42 galones.

**Bent Houing:** es un equipo que a través de actuadores dobla la tubería de perforación sin dejar de rotar, para obtener el ángulo requerido.

**BUR “Build Up Rate”:** Es el número de grados de aumento del ángulo de inclinación sobre una longitud específica. Generalmente se utiliza grados por cada 100 pies.

**Buzamiento:** Ángulo entre el plano de estratificación de la formación y un plano horizontal imaginario, medido en un plano vertical perpendicular al rumbo.

**Cabezal:** Extremo de las tuberías de revestimiento de los pozos, también llamado cabezote.

**Campo:** Área que corresponde a una extensión ininterrumpida del subsuelo en la cual se ha comprobado la existencia de depósitos de hidrocarburos.

**Cementación:** Operación especializada propia de la perforación, mediante la cual se fija de manera permanente en un sitio la tubería de revestimiento.

**Circulación:** Recorrido que hace el lodo a través de las bombas, mangueras, sarta de perforación, barrena y espacio anular.

**Columna Geológica:** Arreglo cronológico de las unidades de roca en forma de columnas con las unidades más antiguas en el fondo y las más jóvenes en la cima



**Contacto Petróleo/Agua:** En un yacimiento es el nivel determinado por el límite natural en el que se pasa de un fluido a otro.

**Coordenadas:** Distancia en la dirección N-S y E-O a un punto dado.

**Corrosión:** Deterioro y desgaste lento de las instalaciones, equipos o materiales por causa de agentes diversos.

**Costo:** Cantidad que se paga por una cosa.

**Daño a la formación:** Daño a la productividad de un pozo como resultado de una invasión a la formación de partículas o filtrado.

**Densidad:** Propiedad de una sustancia que mide la cantidad de masa por unidad de volumen.

**Desvío ó Alejamiento:** Es la distancia horizontal de cualquier punto del hoyo al eje vertical a través del cabezal, también se le conoce como desviación horizontal o Alejamiento horizontal.

**Discordancia:** Superficie de erosión sepultada que separa dos masas de roca, la más antigua de las cuales estuvo expuesta a la erosión por un largo intervalo de tiempo antes del depósito de la más joven.

**DLS:** Dog leg severity, es el ángulo de construcción por cada 100 pies o también llamada “pata de perro”, y es un proceso de perforación direccional de un pozo.

**Drenaje:** Acción y efecto de fluir el petróleo en los yacimientos hacia los pozos. El drenaje se debe controlar de tal manera que se logre la recuperación del mayor volumen de petróleo que hay en el subsuelo.

**Empacadura:** Pieza que se usa en la perforación para sellar un horizonte o fijar la tubería aislando un nivel determinado.

**Esquema:** Representación gráfica y simbólica atendiendo sola a sus líneas o caracteres más significativos.

**Estación de flujo:** Centro de recolección de la producción en un campo. Son instalaciones para el depósito temporal de los hidrocarburos extraídos de los yacimientos.

**Estimulación:** Operaciones diversas con las cuales se busca incrementar el rendimiento de un pozo.

**Estratificación:** Secuencia sedimentaria con planos bien definidos entre diversas rocas.

**Estructura:** Elemento tectónico como por ejemplo, un anticlinal que podría contener un depósito de hidrocarburos.

**Factor de diseño:** Se refiere a los parámetros, mediante los cuales pueden evaluarse la aptitud de un diseño de sarta. Corresponde a la relación entre la resistencia teórica del material dividida entre la carga aplicada.

**Factor de seguridad:** Se emplea para expresar cuan próxima se encuentra la carga aplicada a producir una falla. Corresponde a la relación entre la resistencia real del material y la carga real aplicada.

**Falla:** Fractura geológica a lo largo de la cual ocurre un movimiento, en el caso de la geología del petróleo podría originar trampas favorables a la acumulación de hidrocarburos.

**Final de la Construcción o EOB “End Of Build”:** Es el punto en el cual se deja de construir ángulo, y comienza una sección tangencial.

**Final de la Curva o EOC “End Of Curve”:** Punto final en donde comienza la sección horizontal o la última sección de mantenimiento de ángulo.

**Fluido:** Material que ofrece poca resistencia a las fuerzas que tienden a cambiar de forma.

**Formación:** Se refiere a estratos rocosos, homogéneos de cualquier tipo, usados particularmente para describir zonas de rocas penetradas durante la perforación

**Gasto:** Costo de las operaciones efectuadas por la empresa, aunque no den lugar a una salida de dinero u otro medio de pago inmediatamente, sino que se registran en la contabilidad externa.

**Gerencia de proyectos:** Es la encargada de visualizar y establecer las prioridades ubicándolas en un espacio y tiempo determinado con la finalidad de efectuar el proyecto.

**Giro:** Movimiento necesario desde la superficie del ensamblaje de fondo para realizar un cambio de dirección u orientación.

**Gradiente geotérmico:** Variación de la temperatura con respecto a la profundidad.

**Gradiente de presión:** Variación de la presión con respecto a la profundidad.

**Gravedad:** Tendencia de los cuerpos a dirigirse al centro de la tierra

**Hidrocarburo:** Compuesto de hidrógeno y carbono que arde en el aire formando agua y óxido de carbono.

**INCL.:** el ángulo de pozo se define por una línea tangente y una línea vertical. La línea vertical (profundidad verdadera – TVD) es siempre paralela a la dirección de la gravedad de la tierra. Por estándar de la industria, grado de inclinación de 0 es vertical (apuntando hacia abajo) y 90 grados de inclinación es horizontal.

**Informe post-mortem:** Resumen que presenta las actividades más relevantes y acciones tomadas durante la perforación de un pozo.

**Liner:** es una tubería ranurada que se constituye por la más sencilla manera de controlar la producción de arena en pozos horizontales. Las rejillas y los "liners" ranurados previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras o aperturas para el flujo, denominado también calibre, creando así un filtro que permite la producción de petróleo.

**Llenado de pozo:** Bombeo de lodo en forma continua o intermitente para mantener el nivel de fluido del pozo cerca de la superficie.

**Localización:** Ubicación geográfica de un pozo.

**Lodo:** Fluido que se hace circular durante la perforación de un pozo con el fin de retirar los ripios del fondo del hoyo, enfriar la mecha y tubería de perforación, así mismo el lodo evita el derrumbe de las paredes del pozo.

**Longitud del rumbo:** Distancia a lo largo del hoyo entre las profundidades de dos registros.

**Lutita:** Arcilla de origen rocoso finamente granular.

**LWD:** Transmite información a la superficie, sobre las características geológicas que incluye la densidad, porosidad, resistencia, Pseudocalibrador, inclinación en la presión, y de resonancia magnética.

**Mandril:** Herramienta diseñada para moverse dentro de una tubería y de esta manera verificar cualquier irregularidad en el diámetro interno de la misma.

**Mecha:** Pieza que se coloca en el extremo de la tubería de perforación para que al girar corte y atravesase los estratos de la corteza terrestre cuando se perfora un pozo.

**Mesa rotaria:** Parte esencial del taladro que transmite movimiento a la tubería de perforación.

**Método de mínima curvatura:** Método que presupone que el pozo es un arco esférico con mínimo de curvatura, que hay un máximo de radio de curvatura entre puntos o estaciones.

**Movilidad:** Propiedad de un fluido, relativo a su capacidad de desplazamiento.

**“Multi-shot”:** Registro de toma múltiple que se utiliza para determinar el rumbo y la inclinación de un pozo.

**MWD:** Transmite información a la superficie mientras perfora, que incluye presión, temperatura, torque, torsión entre otros.

**PAD:** es el actuador del sistema RSS – Empuje la mecha (*push the bit*)

**Pata de perro:** Cualquier cambio de ángulo severo entre el rumbo verdadero o la inclinación de dos secciones del hoyo.

**Pérdida de circulación:** Pérdida de lodo hacia la formación a través de grietas o medio poroso.

**Permeabilidad:** Propiedad de una roca de permitir el movimiento de un fluido a través de la red de poros interconectados.

**Petróleo:** Mezcla compleja de hidrocarburos que se acumula en la roca, en la que predominan los compuestos parafínicos y los ciclo parafínicos.

**Planificación:** Proceso de análisis para estructurar el proyecto.

**Porosidad:** Propiedad de una roca de tener espacios vacíos (poros). Se expresa como la fracción del volumen bruto que no está ocupado por la matriz.

**Pozo:** Hoyo que se perfora para buscar o poner a producir hidrocarburos.

**Presión:** Es la fuerza ejercida sobre una superficie por unidad de área.

**Presión diferencial:** Es la diferencia entre la presión hidrostática de la columna de lodo y la presión de la formación a una determinada profundidad.

**Presión de fondo:** Se refiere a la presión medida en el fondo del hoyo dentro del pozo de forma que permite evaluar los yacimientos.

**Preventores:** Válvulas de seguridad que se colocan en el cabezal de los pozos para evitar un reventón.

**Profundidad Medida (MD):** Es la profundidad en el pozo direccional, que se hace con la medición de la sarta (tubería) de perforación, midiendo la longitud del hoyo.

**Profundidad vertical verdadera (TVD):** Es la distancia vertical de cualquier punto dado del hoyo a la planchada del Taladro.

**Punto de desvío o KOP “Kick Off Point”:** Es la profundidad del hoyo en el cual se coloca la herramienta de deflexión inicial y se comienza el desvío del mismo.

**Punto de entrada “Entry Point”:** Punto de entrada a la arena objetivo.

**Recobro:** Porcentaje de hidrocarburo que se extrae de un yacimiento en relación a la cantidad total originalmente en el subsuelo.

**Registro:** Conjuntos de medidas diversas en un pozo, que permiten la determinación de los tipos de roca, el contenido de fluido, los resultados de las diversas operaciones como cementación, dirección del hoyo y otros.

**Resistividad:** Resistencia eléctrica que se ofrece al paso de una corriente. Es la recíproca de la conductividad.

**RSS:** Sistema de Navegación con Rotación continua, es una herramienta diseñada para perforar direccionalmente con rotación continua de la superficie, eliminando la necesidad de deslizar con motor de fondo.

**Revestidor:** es una tubería que se utiliza para recubrir las paredes del pozo con el Propósito general de protegerlo.

**Ripio:** Fragmento de roca cortado por la mecha durante la perforación de un pozo.

**Rocas:** Agregados de minerales de diferentes clases en proporciones variables.

**Rotor:** Parte móvil de un motor de fondo.

**Rumbo:** Es el ángulo medido desde el norte geográfico hasta la línea intercepción entre un plano horizontal de referencia y el plano que define la dirección del estrato, (Plano del tope o de la base del estrato).

**Saturación:** Acción y efecto de estar una roca impregnada de fluido.

**Sección tangencial:** Es la parte del hoyo, después del aumento de ángulo de desvío, donde el ángulo de desvío y la dirección se mantienen constantes.

**Severidad de la pata de perro:** Es la tasa de cambio de ángulo real entre las secciones, expresadas en grados sobre una longitud específica.

**“SideTrack”:** Es el caso de un pozo, en proceso de perforación que no "marcha" según la trayectoria programada, bien sea por problemas operacionales o fenómenos inherentes a las formaciones atravesadas. También pozos ya perforados a los cuales se le desea abandonar el hoyo viejo por diversos problemas como: producción de fluidos indeseables, arena, pescados y otros.

**“Single Shot”:** Registro de toma sencilla que se utiliza para medir la dirección magnética del rumbo del pozo sin entubar y su inclinación con respecto a la vertical.

**Tolerancia del objetivo:** La máxima distancia en la cual el objetivo puede ser errado.

**Tubería:** Línea o conducto para transportar un fluido.

**Viscosidad:** Se refiere a la resistencia del fluido a fluir.

**Yacimiento:** Acumulación de petróleo en el subsuelo, que tiene límites definidos y es impermeable a los fluidos confinados.

**Zapata:** Extremo inferior de la tubería de revestimiento que sirve para el anclaje contra el fondo del pozo.



**ANEXOS**

Tabla.IV.7.1. Resumen de características y especificaciones técnicas de la herramienta RSS tipo *Push the Bit*.<sup>[12]</sup>

Compañía	NOBLE	NOBLE	NOBLE	APS Technology	Schlumberger	Schlumberger	Schlumberger	Schlumberger
RSS	ExpressDrill	WellDirector	WellDirector	Rotary Steerable Tools	PowerDrive®475	PowerDrive®675	PowerDrive®900	PowerDrive®1100
TIPO	4 ¾ *	6 ¾ *	9 5/8 *	7 1/8 *	4 ¾ *	6 ¾ *	9 *	9 1/8 *
Tamaño de Hoyo	5 7/8" - 6 ¾ *	8 ½" - 8 ¾ *	12 ¼ *	8 ½" - 8 ¾ *	5 ¾" - 6 ½ *	8 ½" - 9 7/8 *	12 ¼" - 14 ¾ *	16" - 18 ¼ *
Deflector de fondo	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Brazo deflector ( <i>Pads</i> )	SI	SI	SI	NO	SI	SI	SI	SI
Camisa NO rotante	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Camisa rotante	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
3 Brazos	NO	NO	NO	SI	SI	SI	SI	SI
4 Brazos	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO	NO
R.P.M. Rango	0-200	0-200	0-200	150-300	40-250	40-220	40-200	40-200
Max. Temp. Operación	257°F (125°C)	257°F (125°C)	257°F (125°C)	300°F (150°C)	257°F (125°C)	257°F (125°C)	257°F (125°C)	257°F (125°C)
Max. WOB	35.000 lbs	56.200 lbs	92.000 lbs	*	50.000 lbs	60.000 lbs	40.000 lbs	60.000 lbs
Max. Caudal (gpm)	300	600	1100	600	400	650	1500	2000
Min. Caudal (gpm)	150	350	660	300	250	320	480	480
Fuente de Energía	Mud Turbine	Battery 150hrs	Battery 150hrs	*	Mud Turbine	Mud Turbine	Mud Turbine	Mud Turbine
Tasa de Desviación	0-10"/100 ft	0-9"/100 ft	0-9"/100 ft	0-8"/100 ft	0-8"/100 ft	0-8"/100 ft	0-5"/100 ft	0-3"/100 ft

Compañía	Baker Hughes	Baker Hughes	Baker Hughes	Baker Hughes	Baker Hughes	Baker Hughes	Rotary Steerable Tools	Rotary Steerable Tools
RSS	Autotrak®	Autotrak®	Autotrak®	Autotrak®	Vertitrak®	Vertitrak®	RST 850	RST 1125
TIPO	4 ¾ *	6 ¾ *	8 ¾ *	9 ½ *	6 ¾ *	9 ½ *	9 ½ *	8 *
Tamaño de Hoyo	6" - 6 ¾ *	8 ½" - 9 7/8 *	12 1/8" - 14 ¾ *	12 ¼" - 18 ¾ *	8 ½" - 9 7/8 *	12 ¼" - 28 *	8 ½" - 8 ¾ *	12 ¼ *
Deflector de fondo	NO	NO	NO	NO	NO	NO	SI	SI
Brazo deflector ( <i>Pads</i> )	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO
Camisa NO rotante	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO
Camisa rotante	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
3 Brazos	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO
4 Brazos	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
R.P.M. Rango	0-400	0-250	0-250	0-300	0-250	0-300	*	*
Max. Temp. Operación	302°F (150°C)	302°F (150°C)	302°F (150°C)	302°F (150°C)	302°F (150°C)	302°F (150°C)	257°F (125°C)	257°F (125°C)
Max. WOB	22.500 lbs	55.000 lbs	88.000 lbs	100.000 lbs	36.000 lbs	92.000 lbs	45.000 lbs	88.000 lbs
Max. Caudal (gpm)	320	630	1100	1270	660	1270	1500	1500
Min. Caudal (gpm)	146	290	475	33	264	300	*	*
Fuente de Energía	Mud Turbine	Mud Turbine	Mud Turbine	Mud Turbine	Mud Turbine	Mud Turbine	Battery (200 hrs)	Battery (200 hrs)
Tasa de Desviación	0-12"/100 ft	0-6,5"/100 ft	0-6,5"/100 ft	0-5"/100 ft	0,01"/100 ft	0,01"/100 ft	0-7,5"/100 ft	0-7,5"/100 ft

(\*) Información no reportada en las hojas de datos técnicos del proveedor.

**Tabla.IV.7.2. Resumen de características y especificaciones técnicas de la herramienta RSS tipo *Point the Bit* <sup>[12]</sup>**

Compañía	PrecisionDrilling	PrecisionDrilling	PrecisionDrilling	Halliburton	Halliburton
RSS	Revolution	Revolution	Revolution	Geo-pilot	Geo-pilot
TIPO	475	675	800	7600 series	9600 series
Tamaño de Hoyo	5 7/8" - 6 3/4"	8 3/4" - 9 7/8"	12 1/4" - 12 3/8"	8 3/8" - 10 5/8"	12 1/4" - 17 1/2"
Deflexión interna	SI	SI	SI	SI	SI
Peso Excentrico	NO	NO	NO	SI	SI
R.P.M. Rango	80-250	80-250	80-250	60-250	60-250
Max.Temp.Operación	302°F (150°C)	302°F (150°C)	302°F (150°C)	284°F (140°C)	284°F (140°C)
Max. WOB	25.000 lbs	50.000 lbs	100.000 lbs	55.000 lbs	100.000 lbs
Max. Caudal (gpm)	350	750	800	*	*
Mín. Caudal (gpm)	100	150	150	*	*
Fuente de Energía	Battery (> 200 hrs)	Battery (> 200 hrs)	Battery (> 200 hrs)	Battery (>200 hrs)	Battery (200 hrs)
Tasa de Desviación	0-10°/100 ft	0-10°/100 ft	0-10°/100 ft	0-5°/100 ft	0-6°/100 ft

Compañía	Gyrodatta	Cambridge DrillingAutomation	Schlumberger	Andergauge
RSS	Well Guide RSS	Automation Guide Systems	PowerDriveXceed	DartMechanical
TIPO	*	*	6 3/4"	4 3/4"
Tamaño de Hoyo	12 1/4" - 22"	12 1/4" - 22"	8 3/4" - 9 7/8"	5 7/8" - 6 3/4"
Deflexión interna	SI	SI	SI	NO
Peso Excentrico	NO	NO	NO	SI
R.P.M. Rango	250	120	40-250	0-220
Max.Temp.Operación	257°F (125°C)	257°F (125°C)	302°F (150°C)	302°F (150°C)
Max. WOB	70.000 lbs	70.000 lbs	55.000 lbs	30.000 lbs
Max. Caudal (gpm)	*	*	800	300
Mín. Caudal (gpm)	*	*	290	150
Fuente de Energía	*	*	Mud Turbine	*
Tasa de Desviación	0-3°/100 ft	0-3°/100 ft	0-8°/100 ft	0-3°/100 ft

(\*) Información no reportada en las hojas de datos técnicos del proveedor.

**Tabla.IV.7.3. Resumen de características y especificaciones técnicas de la herramienta RSS tipo híbrida *Point y Push the Bit* <sup>[12]</sup>**

Compañía	PathFinder
RSS	PathMaker®
TIPO	11,71"
Tamaño de Hoyo	12 ¼"
Deflector de fondo	NO
Brazo deflector ( <i>Pads</i> )	SI
Camina NO rotante	SI
Camisa rotante	NO
3 Brazos	SI
4 Brazos	NO
Deflexión interna	SI
Peso Excéntrico	NO
R.P.M. Rango	200
Max.Temp.Operación	302°F (150°C)
Max. WOB	60.000 lbs
Max. Caudal (gpm)	1200
Min. Caudal (gpm)	150
Fuente de Energía	Battery
Tasa de Desviación	0-5°/100 ft

**Especificaciones técnicas de algunas de las Herramientas más  
utilizadas en el mercado**

Tabla.IV.7.4 Rotatoria Direccional Revolution® Sistema 6<sup>3</sup>/<sub>4</sub> pulgadas de la  
Weatherford

***Especificaciones***

---

Herramienta nominal DE.....	6 3/4 pulg (171 mm)
Máximo DE .....	8 3/8 a 9 7/8 pulg (213 a 251 mm)
Longitud (mecánica RSS).....	3.6 pies (1.1 m)
Longitud (ensamble RSS).....	14.8 pies (4.53 m)
Conexión superior .....	4 1/2 pulg API IF (box)
Conexión inferior .....	4 1/2 pulg API Reg (pin)
Torque de armado .....	24,000 a 25,200 lb-pies (32,539 a 34,166 N·m)
Torque máximo .....	20,000 lb-pies (27,116 N·m)
Máxima tensión .....	350,000 lb (159,000 kg) supervivencia
.....	125,000 lb (57,000 kg) reusable
Máximo peso sobre barrena .....	50,000 lb (22,680 kg)
Rango de construcción máximo .....	10°/100 pies
Ángulo mínimo de arranque – arranque vertical.....	0°
Máxima temperatura operacional .....	329°F (165°C)
Máxima presión operacional .....	25,000 psi (172 MPa)
Máximo rango de flujo.....	750 gal/min (2,839 L/min)
Máximo contenido de arena .....	2%
Distancia de la barrena al sensor de inclinación.....	11.2 pies (3.4 m)

Tabla.IV.7.5 Especificaciones del sistema Power Drive Vortex de la Schlumberger

**Especificaciones del sistema**

	<b>PowerDrive vortex 475</b>	<b>PowerDrive vortex 675</b>	<b>PowerDrive vortex 962</b>
Diámetro nominal externo (API)	121 mm [4.75 pulgadas]	178 mm [6.75 pulgadas]	245 mm [9.625 pulgadas]
Tamaño del agujero	149 a 168 mm [5¾ a 6¾ pulgadas]	213 a 251 mm [8¾ a 9¾ pulgadas]	311 a 559 mm [12¼ a 22 pulgadas]
Diámetro externo máximo del collar	137 mm [5.38 pulgadas] en la carcasa deslizante del estabilizador	191 mm [7.5 pulgadas] en la carcasa deslizante del estabilizador	345 mm [11 pulgadas] en la carcasa deslizante del estabilizador
Longitud total de la herramienta	9 m [30 pies]	13 m [43 pies]	15.43 m [50.6 pies]
Severidad de pata de perro máxima en el collar	30°/30 m [30°/100 pies] en modo de deslizamiento, 15°/30 m [15°/100 pies] en modo rotativo	20°/30 m [20°/100 pies] en modo de deslizamiento, 10°/30 m [10°/100 pies] en modo rotativo	20°/30 m [20°/100 pies] en modo de deslizamiento, 10°/30 m [10°/100 pies] en modo rotativo
Máximo torque operacional	4,474 N.m [3,300 lbf-pies] con sección de potencia de mayor torque (GT)	11,000 N.m [8,000 lbf-pies] con sección de potencia de mayor torque (GT)	30,000 N.m [22,000 lbf-pies] con sección de potencia de mayor torque (GT)
Peso máximo sobre la barrena (WOB) <sup>f</sup>	133,000 N [30,000 lbf]	270,000 N [60,000 lbf]	270,000 N [60,000 lbf]
Peso en el aire	1,071 kg [2,355 lbm]	2,463 kg [5,420 lbm]	4,037 kg [8,900 lbm]
Máximo material de pérdida de circulación (LCM) <sup>g</sup>	142.8 kg/m <sup>3</sup> [50 lbm/bbl de cáscara de nuez]	142.8 kg/m <sup>3</sup> [50 lbm/bbl de cáscara de nuez]	142.8 kg/m <sup>3</sup> [50 lbm/bbl de cáscara de nuez]
Rango de flujo	378 a 1,135 L/minuto [100 a 300 galones estadounidenses/minuto]	1,135 a 2,460 L/minuto [300 a 650 galones estadounidenses/minuto]	2,270 a 4,540 L/minuto [600 a 1,200 galones estadounidenses/minuto]
Vibraciones laterales	Nivel de choque 3 (umbral de 50 g <sub>r</sub> ); límite de 30 minutos	Nivel de choque 3 (umbral de 50 g <sub>r</sub> ); límite de 30 minutos	Nivel de choque 3 (umbral de 50 g <sub>r</sub> ); límite de 30 minutos
Stick & slip	± 100% velocidad de rotación media; límite de 30 minutos	± 100% velocidad de rotación media; límite de 30 minutos	± 100% velocidad de rotación media; límite de 30 minutos
Máxima velocidad de rotación en superficie	170 rpm con una tasa de 378 L/minuto [100 galones estadounidenses/minuto]; 70 rpm con una tasa de 1,135 L/minuto [300 galones estadounidenses/minuto]	120 rpm con una tasa de 1,135 L/minuto [300 galones estadounidenses/minuto]; 40 rpm con una tasa de 2,460 L/minuto [650 galones estadounidenses/minuto]	120 rpm con una tasa de 2,270 L/minuto [600 galones estadounidenses/minuto]; 90 rpm con una tasa de 4,540 L/minuto [1,200 galones estadounidenses/minuto]

**Tabla.IV.7.5.1 Continuación especificaciones del sistema Power Drive Vortex de la Schlumberger**

Máxima velocidad de rotación en la barrena	250 rpm	220 rpm	220 rpm
Temperatura máxima	150 °C (302 °F)	150°C (302°F)	150°C (302°F)
Presión hidrostática máxima	138 MPa (20,000 psi)	124 MPa (18,000 psi)	124 MPa (18,000 psi)
Caída mínima de presión de operación con flujo mínimo	5.2 MPa (800 psi)	5.2 MPa (800 psi)	8.3 MPa (1,200 psi)
Caída de presión recomendada a través de la barrena	1.4 a 5.2 MPa (200 a 750 psi)	4.1 a 5.2 MPa (600 a 750 psi)	4.1 a 5.5 MPa (600 a 800 psi)
Contenido de arena	1% en volumen	1% en volumen	1% en volumen
<b>Conexiones de collar</b>			
Conexión superior de la sección de potencia	3½ reg. API	4½ reg. API	6¾ o 7¾ reg. API
Conexión inferior del collar (barrena)	3½ reg. API	4½ reg. API	6¾ reg. API
<b>Sensores</b>			
Precisión en la inclinación	± 0.4° (0.05° de resolución)	± 0.4° (0.05° de resolución)	± 0.4° (0.05° de resolución)
Precisión en el azimut	± 0.8° (0.10° de resolución)	± 0.8° (0.10° de resolución)	± 0.8° (0.10° de resolución)
Umbral del Sensor de choques, radial	50 g <sub>n</sub> ± 5 g <sub>n</sub> (500 g <sub>n</sub> pico máximo)	50 g <sub>n</sub> ± 5 g <sub>n</sub> (500 g <sub>n</sub> pico máximo)	50 g <sub>n</sub> ± 5 g <sub>n</sub> (500 g <sub>n</sub> pico máximo)

<sup>†</sup> Peso sobre la barrena

<sup>‡</sup> Material para pérdidas de circulación

Tabla.IV.7.6 Especificaciones técnicas de la herramienta Gio-pilot de la HalliBurton

ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA GEO - PILOT			
	SERIE 5200	SERIE 7600	SERIE 9600
Diámetro exterior nominal de la herramienta	5 1/4" pulg. (133mm)	6-3/4 pulg. (171 mm)	9-5/8 pulg. (244 mm)
Tamaño del hueco	5-1/8, 6-1/4, 6-1/2, 6-3/4 pulg. (152 - 171 mm)	8-3/8, 8-1/2, 8-3/4, 9-7/8, 10-5/8 pulg. (213, 216, 222, 251, 270 mm)	12-1/4, 14-3/4, 16, 17, 17-1/2, 18-1/4 pulg. (311, 375, 406, 432, 445, 464 mm)
Diámetro exterior máximo de la caja	5-1/4 pulg (133 mm)	7-5/8 pulg. (194 mm)	10 pulg. (254 mm)
Longitud	16,2 pies (4,9 m) 27,7 pies (8,4 m) con una unión flexible	20 pies (6.1 m) 29,2 pies (8,9 m) con flex sub	22 pies (6.7 m) 31pies (9,5 m) con flex sub
Peso nominal de la herramienta nominal con flex	1.250 lb (570 kg)	3.300 lbs (1.500 kg)	4850 lb (2200 kg)
Conexiones y torque de aprieto recomendado Superior	3-1/2 pulg. IF box 10.000 pies-lb	4-1/2 pulg. IF box 32.000 pies-lbs	6-5/8 pulg. REG box 50.000 pies-lbs
Inferior	3-1/2 pulg. IF pin 10.000 pies-lb	4-1/2 pulg. IF pin 25.000 pies-lbs	6-5/8 pulg. REG pin 59.000 pies-lbs2
Angulo mínimo de kick off	15°	0°	0°
Desempeño del diseño (construir/tumbar/girar)	10710 0 pies	57100 pies	67100 pies
Máxima severidad de la curva mientras se rima	14710 0 pies	107100 pies	87100 pies
Máximo torque rotatorio del shaft	8.000 pies-lb	20.000 pies-lbs	30.000 pies-lb
Rango de RPM	60 - 180	60 - 250	60 - 250
Máximo caudal másico	5.000 lb masa/min	10.000 lb mass/min.	20.000 lb mass/min.
Máximo peso sobre la broca (WOB)	25.000 lb	55.000 lbs	100.000 lbs
Vibración	De acuerdo con los límites de vibración de LWD de Sperry (disponible bajo pedido)		
Tipo de Lodo	Compatible con la mayoría; funciona con WBM, OBM, SBM y lodos de silicato		
Máximo contenido de arena	2%		
Pérdida de presión típica a través de la herramienta en agua (calculada)	151 psi a 200 gpm	132 psi @ 500 gpm	92 psi @1.000 gpm
Límite máximo LCM	120 lb/bbl tapón de tamaño medio	No hay límite	
Máxima temperatura de operación/subsistencia	284 F (140 °C)		
Presión máxima	20.000 psi (1.379 bar)	Estándar - 18.000 psi (1.241 bar) Opcional - 22.000 psi (1.517 bar)	20.000 psi (1.379 bar)



**Tabla.IV.7.6.1 Continuación especificaciones técnicas de la herramienta Gio-pilot de la HalliBurton**

Máxima sobretensión (overpull) operacional	60.000 lb (26.690 daN)	75.000 lbs (33.362 daN)	120.000 lbs (53.379 daN)
Última, no operacional sobretensión (overpull) del cuerpo ( no hay operación continua, reemplazar herramienta Geo - Pilot)	320.000 lb (142.344 daN)	375.000 (166.808 daN)	580.000 lbs (222.411 daN)
Servicio de enlace descendente Geo - Span	Generador de pulsos de superficie proporciona una comunicación rápida y confirmación por medio de la pantalla de control INSITE, sistema de rfuero de control manual independiente a través de las bombas y señales encendido/apagado rotarias; especificado p		
Enlace ascendente	Sistema LWD Stellar		
Software de superficie	Sistema de administración de información de equipo INSITE		
Exactitud e intervalo del inclinómetro	± 0.1°@ 2s, 0-160°		
Para resistividad, gamma, direccional (para configuraciones típicas de herramientas de MWD)	35,0 pies (10,67 m)	56,8 pies (17,3 m)	58,6 pies (17,9 m)
Punto de medida de survey			
Punto de medida de rayos gamma	53,5 pies (16,31 m)	45,2 pies (13,8 m)	47,0 pies (14,3 m)
Punto de medida de vibración	53,5 pies (16,31 m)	45,2 pies (13,8 m)	47,0 pies (14,3 m)
Punto de medida de resistividad	46,2 pies (14,08 m)	38,3 pies (11,7 m )	40,1 pies (12,2 m)
Punto de medida de inclinación en la broca	-	3,2 pies (1,0 m)	3,6 pies (1,1 m)
Punto de medida gamma en la broca	-	3,2 pies (1,0 m)	3,6 pies (1,1 m)
Suministro de energía	Baterías de litio		
Máxima duración de corrida	200 horas de orientación continua; no hay consumo de energía cuando la deflexión es igual a cero		
Diagrama de la herramienta			
A	Figura 1.10	2,2 pies (0,7 m)	2,2 pies (0,7m)
B	Figura 1.10	9,2 pies (2,8 m)	9,2 pies (2,8 m)
C	Figura 1.10	6,3 pies (1,9 m)	7,2 pies (2,2 m)
D	Figura 1.10	20,0 pies (6,1 m)	22,0 pies (6,7 m)
E	Figura 1.10	13,7 pies (4,2 m)	14,8 pies (4,5 m)